

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири</b>

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Буймов Кирилл Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Буймову Кириллу Сергеевичу

Тема работы:

<b>Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-123/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020г.
--	--------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Структура, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений; основные факторы и механизм формирования АСПО; технологии предотвращения и удаления АСПО; анализ методов, применяемых на месторождениях Западной Сибири; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
1. Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
2. Способы и методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
3. Технологии борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
5. Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

1. Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти
2. Способы и методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования
3. Технологии борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Буймов Кирилл Сергеевич		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.04.2020	<i>Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти</i>	25
01.05.2020	<i>Способы и методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращения их образования</i>	15
15.05.2020	<i>Технологии борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири</i>	25
20.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
25.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		02.03.2020

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			02.03.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

## **Обозначения, определения и сокращения**

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения

**УЭЦН** – установка электроприводного центробежного насоса

**АСВ** – асфальто-смолистые вещества

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**ПУ** – парафиновые углеводороды

**ДВ** – дистиллированная вода

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**ХМАО** - Ханты-Мансийский автономный округ

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**МРП** – межремонтный период

**УПС** – установка прогрева скважин

**УЭВН** – установка электровинтового насоса

**ПЭД** – погружной электрический двигатель

**МОП** – межочистной период

**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа

**АЭУ** – автономное электрическое устройство

**АСК** – асфальто-смолистые компоненты

**АМС** – активатор магнитный скважинный

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

**БДР** – блок дозирования реагентов

**УДР** – установка дозирования реагентов

**АДПМ** – агрегат депарафинизации скважин

**ППУ** – передвижная парогенераторная установка

**СВЧ** – сверхвысокочастотный

**КОПС** – комплект оборудования для промывки скважин

**ПСК** – погружной скважинный контейнер

**ШГН** – штанговый глубинный насос

**СПКУ** – специальное погружное кабельное устройство

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, в том числе 19 рисунков, 21 таблицу. Список литературы включает 41 источник.

Ключевые слова: асфальтены, парафины, смолы, месторождение, асфальтосмолопарафиновые отложения, кристаллизация парафинов, методы борьбы с АСПО, ингибиторы, предотвращение, удаление.

Объектом исследования являются асфальтосмолопарафиновые отложения при эксплуатации скважин и методы борьбы с ними.

Цель работы – анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири и сравнение эффективности их применения.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм формирования и факторы, влияющие на образование АСПО. Приведено подробное описание существующих технологий по борьбе с АСПО с результатами опытно-промышленных испытаний на различных месторождениях и представлен сравнительный анализ методов борьбы.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений, а также предложено усовершенствование одного из методов борьбы с АСПО. В заключении сделан вывод о перспективах применения технологий при эксплуатации осложнённого фонда скважин месторождений Западной Сибири.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти, которое приводит к снижению добычи продукции скважин.

В экономической части работы проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора в скважину для предотвращения выпадения АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО.



## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ .....	13
1.1 Состав и свойства АСПО.....	13
1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений .....	18
1.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений .....	20
1.4 Особенности состава нефти на месторождениях Западной Сибири .....	25
2 СПОСОБЫ И МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ .....	29
2.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО .....	32
2.1.1 Применение защитных покрытий .....	32
2.1.2 Физические методы .....	35
2.1.3 Химические методы.....	40
2.2 Методы удаления АСПО .....	47
2.2.1 Тепловые методы .....	48
2.2.2 Механические методы .....	53
2.2.3 Химические методы.....	59
2.2.4 Биологический метод .....	63
3 ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С АСПО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	65
3.1 Сравнительный анализ методов борьбы с АСПО.....	66
3.2 Совершенствование технологии подачи реагентов в скважину .....	67
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	71
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по депарафинизации оборудования скважин химическими методами .....	71
4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ.....	74
4.3 Расчёт сметной стоимости работ .....	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	82
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	83
5.2 Производственная безопасность.....	83
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия.....	85
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия.....	88
5.3 Экологическая безопасность.....	90
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	95
Список использованных источников: .....	97

## ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных скважин России сопровождается такими осложнениями, как увеличение обводнённости продукции, падение пластового давления, снижение темпа отбора жидкости, образование твёрдых асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Так как основная добыча нефти в Западной Сибири ведётся на истощенных месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки, вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии актуален и на современном этапе развития нефтяной промышленности.

При добыче и транспортировке нефти с высоким содержанием парафина в результате процесса отложения АСПО на внутренней поверхности внутрискважинного оборудования происходит износ, сужение диаметра насосно-компрессорных труб, возникают неполадки в работе УЭЦН, а также закупоривание капилляров продуктивного пласта и ухудшение фильтрационно-емкостных свойств горных пород. На протяжении всего процесса добычи нефтяники сталкиваются с этими проблемами, так как отложения бывают в скважинном оборудовании, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора.

Существует несколько известных и широко применяемых технологий по предупреждению образования отложений, а также методов по их удалению. Но условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода, либо разработки новых технологий. Однако многие современные методы борьбы с образованием АСПО лишь увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, и полностью избежать образования отложений не всегда удаётся. Необходимо знать состав отложений, их физико-химические свойства и причины образования. Внимание также должно уделяться правильному подбору методов, которые позволят добиться наибольшей

эффективности при разных условиях эксплуатации, а также будут экономический целесообразны.

Целью данной квалификационной работы является анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и подбор наиболее эффективного для применения на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели были поставлены задачи:

1. Раскрыть факторы и механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений;
2. Проанализировать данные по составу АСПО на месторождениях Западной Сибири;
3. Рассмотреть существующие методы и технологии предотвращения и удаления отложений;
4. Провести сравнительный анализ используемых методов борьбы с АСПО;
5. Дать рекомендации по совершенствованию технологий борьбы с отложениями на месторождениях Западной Сибири.

# 1 ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

## 1.1 Состав и свойства АСПО

Для того, чтобы выбрать наиболее подходящий способ борьбы с отложениями и соответственно химические реагенты, необходимо иметь представление о составе и свойствах АСПО. Сами отложения представляют собой твёрдую смесь углеводородов, схожую по структуре с густой мазеобразной субстанцией, тёмно-коричневого или чёрного цвета. Основными компонентами состава являются асфальто-смолистые вещества (АСВ) (20-40 % масс.) и парафины (20-70 % масс.), а также присутствуют силикалегевая смола, связанная нефть и механические примеси в виде песка, глины, солей и воды [1]. Также в составе могут присутствовать оксиды металлов в незначительном количестве (ванадий, железо). Они способны образовывать комплексы с макромолекулами поверхностно-активных веществ, тем самым усиливая межмолекулярные взаимодействия, происходящие внутри отложений. На состав и процентное содержание компонентов влияет природа добываемой нефти в пределах нефтедобывающего региона, а также месторождения и твёрдых углеводородов, из которых они состоят, место отбора проб, и ряд других геологических, гидродинамических и термодинамических факторов.

Нефтяные парафины в АСПО являются основной долей отложений. Представляют собой углеводородные соединения метанового ряда. При высоких пластовых давлениях и температурах парафины в нефти находятся в растворённом состоянии. Также могут находиться во взвешенном или кристаллическом агрегатном состоянии при условиях транспортировки нефти, отличающихся от пластовых. Согласно ГОСТ 11851-85 в зависимости от содержания парафинов нефть классифицируют на:

- малопарафиновую – менее 1,5% по массе.;
- парафиновую – от 1,5 до 6% ;

- высокопарафиновую – более 6%

В отдельных случаях содержание парафина может достигать 25%. Парафин обладает неактивной природой и поэтому не растворяется в кислотах, щелочах и других химических реагентах. Имеет преимущественно линейное строение и записывается химической формулой  $C_nH_{2n+2}$ , в которой значение  $n$  находится в пределах от 16 до 64. Главными растворителями парафина являются органические, такие как бензол, бензин, ацетон, этиловый эфир и т.д. Также растворяется в нефтепродуктах при нагревании и маслах, содержащих минеральные компоненты. Температура плавления парафина в стандартных условиях составляет 45-65 °C [2].

Церезин является разновидностью парафина, который имеет число атомов углерода в составе от 36 до 55. Он представляет собой смесь парафиновых углеводородов. Имеет нормальное и изомерное строение. По сравнению с парафином обладает выраженной мелкокристаллической структурой и является мягким, аморфным продуктом, а температура плавления составляет 65-85 °C. Характеризуется большим молекулярным весом, чем парафин в связи с увеличенным составом углеродного компонента. Окислители способны оказывать воздействие на церезин, такие как азотная и хлорсульфоновая кислоты. Также церезины имеют изостроение и состоят из циклических радикалов: ароматических и нафтенных.

Асфальто-смолистая часть нефти представляет собой вещество тёмного цвета. Эти гетероорганические соединения имеют гибридное сложное строение. Вещества обладают свойствами твёрдых аморфных тел. АСВ содержат преимущественно основное количество кислорода, серы и азота, которое есть в нефтяных отложениях, а также в них сконцентрирована большая часть микроэлементов нефти. В составе присутствуют металлы (железо, магний, ванадий, никель, кальций, медь, титан, молибден, хром и др.). Асфальто-смолистые вещества обладают высокой поверхностной активностью и являются природными стабилизаторами водонефтяных

эмульсий. Это означает, что своим присутствием в нефти они оказывают значительное влияние на процесс кристаллизации парафиновых углеводородов. За счет своего сложного строения АСВ обладают высокой молекулярной массой.

Асфальтены, входящие в состав АСПО - это аморфные хрупкие углеводородные соединения тёмно-бурого и чёрного цвета. Содержат в своем составе преимущественно углерод (до 86%), водород (до 9%), серу (0,5-9%), азот (до 2%) и кислород (до 10%). Содержание самих асфальтенов в нефти варьируется от 1 до 20 % в зависимости от условий. При нагревании до 300 °С переходят в пластическое состояние, а при температуре выше разлагаются с выделением газа, жидких веществ и твёрдого остатка. По сравнению со смолами обладают меньшей растворимостью, но ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, сероуглерод, хлороформ и тетрахлорметан способны растворять асфальтены. В парафиновых углеводородах (спирт, эфир, ацетон) не растворяются. Асфальтены обладают плотностью несколько больше единицы (1,2 г/см<sup>3</sup>) и соответственно являются более тяжелыми компонентами нефти. Молекулярная масса колеблется в районе 2000 – 4000 атомных единиц масс.

Вторым компонентом АСВ являются нефтяные смолы. Их предложено разделять от асфальтенов из-за различной растворимости веществ. Смолы – это высокомолекулярные гетероатомные соединения, твёрдые или обладающие высокой вязкостью аморфные вещества бурового и чёрного цвета. Плотность смол немного ниже, чем у асфальтенов (0,99 - 1,08 г/см<sup>3</sup>), а молекулярная масса составляет 1200 атомных единиц масс. Нефтепродукты и органические растворители, кроме метилового и этиловых спиртов, способны хорошо растворять смолы, а также они подвержены растворению в алканах при нагревании до 300 °С. Также при нагреве до 350 °С происходит уплотнение структуры смол и происходит процесс превращения в асфальтены. На воздухе легко окисляются, даже при низких температурах. Содержание кислорода,

серы и азота достигает 17 % от состава, но при повышении молекулярной массы снижается. Структура молекулы смолы представляет собой бензольные кольца, которые образуют плоскую конденсированную поликарбоциклическую сетку. Пяти и шестичленные нафтеновые и гетероциклические кольца также могут составлять часть образованной сетки. Периферийная часть конденсированной системы смол, входящих в состав АСПО, замещена на углеводородные радикалы (алифатические, циклические и смешанные). Заместители могут включать функциональные группы ( $\text{OH}$ ,  $\text{SH}$ ,  $\text{NH}^2$ ,  $\text{CO}$  и др.) [3].

Тип асфальтосмолопарафиновых отложений будет определяться прежде всего в зависимости от содержания органических составляющих, то есть асфальтенов, смол и парафинов. Существуют соответственно 3 класса, где П, А, С – содержание парафинов, смол и асфальтенов (% масс.) соответственно (Таблица 1).

Таблица 1 – Классификация типов АСПО

Тип АСПО	Подтип АСПО (вид)	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А) $\text{П} / (\text{С} + \text{А})$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	A <sub>1</sub>	< 0,9	< 0,2
	A <sub>2</sub>	< 0,9	0,2 - 0,5
	A <sub>3</sub>	< 0,9	> 0,5
Смешанный (С)	C <sub>1</sub>	0,9 - 1,1	< 0,2
	C <sub>2</sub>	0,9 - 1,1	0,2 - 0,5
	C <sub>3</sub>	0,9 - 1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	P <sub>1</sub>	> 1,1	< 0,2
	P <sub>2</sub>	> 1,1	0,2 - 0,5
	P <sub>3</sub>	> 1,1	> 0,5

Физико-химические свойства отложений определяются их плотностью, молекулярной массой, температурой плавления, адгезией, которая характеризует сцепление с поверхностью контакта нефтепромыслового



оборудования. Также свойствами являются показатель преломления и оптическая плотность.

Плотность как свойство АСПО представляет собой параметр, описывающий происхождение отложений, связанный с их химической природой. Плотность нефти варьируется в пределах от 730 до 1040 кг/м<sup>3</sup>. В пластовых условиях она составляет порядка 0,82 – 0,90 г/см<sup>3</sup>. При преобладании в нефти парафиновых фракций, плотность отложений наименьшая. В нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ плотность отложений достигает наибольших значений.

Для определения индивидуальных углеводородов в составе отложений, АСВ и их смесей, которыми являются АСПО, используют показатель средней молекулярной массы. Для различных компонентов системы она варьируется в диапазоне от 200 до 4000 атомных единиц масс. Можно составить анализ как отдельных компонентов, так и АСПО в целом.

Не менее важным показателем свойств отложений является температура плавления, которая необходима для характеристики состава и адгезионных свойств АСПО. Она позволяет оценить подвижность АСПО и зависит от химического состава. Наиболее трудными для удаления являются отложения, обладающие высокой температурой плавления, так как в их составе преобладают высокомолекулярные и тугоплавкие соединения (н-парафины).

Адгезия и седиментация являются важнейшими свойствами АСПО, которые характеризуют способность выпадения отложений на стенках технологических труб и нефтепромыслового оборудования. Наиболее распространенными методами по определению характеристик данных свойств являются метод «холодного стержня» или «холодного пальца», измеряются показатели температуры застывания и потери текучести. Существует также метод блокирования трубы, определение температуры засорения холодного фильтра и измерение напряжения текучести.

Определение оптической плотности и показателей преломления для описания свойств АСПО и твёрдых углеводородов нефти используют, как дополнительные показатели при невозможности измерения основных в связи с отсутствием технической возможности. Некоторые исследователи находят применения данных показателей для ориентировочной оценки и прогнозирования уровня парафинизации скважин.

## **1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений**

Механизм образования АСПО представляет собой совокупность физических и химических процессов, происходящих на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти и в призабойной зоне пласта, сопровождающихся выпадением и накоплением твёрдой органической фазы. Также эти процессы называются механизмом «парафинизации», так как источником возникновения отложений служат молекулы парафина, которые растворены в нефти, выстраивающие твёрдую кристаллическую решётку. На выпадение парафинов из нефти влияет множество факторов, основное действие которых заключается в снижении растворяющей способности нефти и в целом влияние на термодинамическое пластовое состояние.

Множество авторов в своих работах описывали механизмы образования отложений, так как существует несколько точек зрения на данный процесс формирования АСПО. Согласно нескольким литературным данным, существует три основных механизма.

Первым механизмом является «осадочно-объемная теория», которая заключается в том, что кристаллы парафина зарождаются непосредственно в потоке флюида. Они пробивают слой движущейся жидкости и постепенно оседают на внутренней поверхности металлических труб, образуя слой органических соединений. По мере движения флюида от забоя к устью скважины температура окружающей среды, стенок трубопровода и

соответственно нефтяного потока снижаются, как и давление. При снижении давления потока возникает эффект Джоуля-Томсона, который сопровождается выделением газа и снижением температуры. Когда температура нефти становится ниже температуры плавления твёрдых углеводородов, они начинают выделяться в виде кристаллов нормальных парафинов, то есть образовывать центры кристаллизации. При этом растворяющая способность нефти уменьшается и в системе образуются пространственные надмолекулярные структуры. Дальнейший их рост обусловлен дислокационной теорией А.И. Китайгородского, согласно которой на поверхности зародышей кристаллов находятся центры дислокации, отвечающие за дальнейший рост кристаллов. Каждый такой кристалл обладает запасом поверхностной энергии. Находясь в постоянном взаимодействии с окружающей средой и накапливая энергию, постепенно происходит взаимодействие дисперсной фазы с асфальто-смолистыми веществами, то есть дисперсионной средой. Дальнейшему росту будет способствовать наращивание сольватного адсорбционного слоя из молекулярных компонентов дисперсионной среды, так как согласно исследованиям В.П. Тронова индивидуальные парафиновые кристаллы не способны к самостоятельному формированию плотных отложений, и в реальных условиях асфальтены и смолы выполняют роль цементирующего материала [4].

Вторым механизмом является кристаллизационно-поверхностный. Его суть заключается в том, что процесс кристаллизации парафиновых углеводородов и их накопления происходит непосредственно на стенках металлических поверхностей НКТ. Существенную значимость в осаждении кристаллов парафина на стенках нефтепромыслового оборудования имеют газовые глобулы, транспортирующие кристаллы к стенкам труб с последующим разрушением самих глобул.

Практически важным на нефтепромыслах остаётся не сам процесс выделения парафинов, а осаждение АСПО на поверхностях НКТ и

нефтепромыслового оборудования по направлению теплопередачи. Соответственно существует третий механизм образования отложений, который является смешанным, сочетающим в себе особенности первых двух механизмов, протекающих параллельно.

### **1.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений**

К настоящему моменту времени многолетние исследования ученых позволили выделить несколько основных факторов, влияющих на формирование парафиновых отложений и интенсивность их образования, которые могут меняться по глубине и времени [5].

1. Вследствие движения нефтяной системы от забоя скважины к её устью происходит снижение давления в самой скважине. В призабойной зоне пласта изменения происходят от периферии к центральной части. Это приводит к нарушению гидродинамического равновесия газожидкостной системы. Начинает увеличиваться объём газовой фазы, что сказывается на уменьшении стабильности жидкой фазы и образовании кристаллов парафиновых углеводородов. Парафины начинают выделяться из нефти, если давление насыщения нефти газом начинает превышать давление на забое, за счет этого происходит выделение лёгких углеводородных фракций. Это может происходить и в скважине, и в пласте, так как нарушение равновесного состояния возможно в любой точке. На промыслах при эксплуатации скважины насосным способом основные участки накопления отложений находятся в приёмной части насоса.

2. Непрерывное снижение температуры потока происходит в стволе скважины и в НКТ вследствие теплоотдачи в горные породы, а также при транспортировке по трубопроводу по причине контакта с охлажденной металлической поверхностью, что приводит к выделению кристаллов парафиновых углеводородов. Градиент температур при этом направлен к центру трубы и по направлению теплопередачи происходит отложение

образовавшихся кристаллов на поверхности под действием молекулярной диффузии. Чем больше градиент температур между окружающей средой и нефтяным потоком, тем больше количество образовавшихся АСПО. Также возможно накопление АСПО на стенках НКТ, в выкидных линиях, резервуарах сборных пунктов, особенно в зимнее время, когда возрастает разница температур окружающей среды и газонефтяного потока. Вначале процесса наблюдается максимальная скорость осадкообразования, которая постепенно снижается в связи с утолщением слоя АСПО.

3. На интенсивность формирования отложений влияет скорость движения газожидкостной смеси. Ламинарный режим течения жидкости характеризуется низкими скоростями потока. Вследствие медленного переноса вещества, формирования АСПО происходит с меньшей интенсивностью. При турбулентном режиме течения, скорость движения потока возрастает, как и интенсивность осадкообразования и достигает своего максимума при критических значениях числа Рейнольдса. Но при достижении скорости значений максимума, скорость накопления убывает. Это связано с тем, что кристаллы парафина лучше удерживаются в нефти во взвешенном состоянии, а также возникает большая вероятность смыва парафиновых отложений. Силы касательного напряжения превышают силы сцепления кристаллов парафина с внутренней поверхностью труб.

4. Прочность сцепления ПУ со стенками труб зависит от свойств поверхности, её состояния, а также от материала, который был использован при изготовлении. На начальной стадии осадконакопления прослеживается основное влияние качества обработки металлических поверхностей. Шероховатости и микронеровности поверхности труб выступают в роли очагов вихреобразования, которые интенсифицируют перемешивание жидкости и замедление скорости потока. В результате чего начинает выделяться газ и парафин, увеличивается адгезия кристаллов парафиновых углеводородов на внутренней поверхности стенок. С течением времени

чистота обработки поверхности перестает играть существенную роль, так как все неровности заполняются слоем парафина небольшой толщины. На интенсивность образования отложений влияют свойства материала, а именно степень их полярности, из которого изготовлено нефтепромысловое оборудование. Чем выше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования АСПО и лучше гидрофильные свойства. Это объясняется низкой адгезией кристаллов парафиновых углеводородов. Стекло обладает самой высокой полярностью, соответственно у неё самая низкая интенсивность образования АСПО. Полиэтилен в связи со строением схожим с предельными углеводородами нормального ряда обладает высокой интенсивностью образования ПУ. Таким образом, чем выше значение полярности материала поверхности труб и лучше качество обработки, тем ниже адгезия кристаллов парафина и меньше скорости, при которых будет происходить смыл отложений.

5. Интенсивность формирования и состав отложений во многом зависит от компонентного состава нефти и от содержания в ней асфальтенов, смол и парафинов. Благодаря различным исследованиям было установлено, что менее склонна к формированию прочных парафиновых отложений нефть с высоким содержанием в своем составе нафтеновых и ароматических углеводородов в отличие от нефти, где преобладают соединения нормального метанового ряда или парафинового. Компоненты в нефти определяют растворяющую способность системы по отношению к парафиновым углеводородам [6]. Образование АСПО происходит интенсивней в нефти, имеющей в своем составе большое содержание лёгких фракций, способных выкипать до 350 °С. Её растворяющая способность выше, чем у тяжелой и влияет на температуру кристаллизации ПУ. В основном на структурообразование и агрегативную устойчивость парафинов оказывают влияние смолисто-асфальтеновые компоненты, их состав, строение и взаимное соотношение. Они являются ингибиторами в процессе образования отложений, снижая поверхностное

натяжение при адсорбции на поверхностях кристаллов парафинов. Происходит разупорядочение и утоньшение адсорбционного слоя, то есть десольватация кристалла с изменением характера кристаллизации. Силы коагуляционного сцепления уменьшаются и кристаллы остаются в подвижном состоянии в нефтяном потоке, так как не происходит образование объёмной структурной сетки. Растворенные смолисто-асфальтеновые компоненты в нефти вызывают процесс пептизации, который заключается в адсорбционном ингибировании кристаллов парафина, и выступают в качестве естественных депрессаторов.

Асфальтены будут оказывать депрессорное действие, то есть тормозить процесс структурообразования, при содержании их в нефти более 5 %. Они могут являться зародышевыми центрами. Молекулы парафина в свою очередь будут сокристаллизовываться с алкильными цепочками асфальтенов, образуя тем самым точечную структуру. В результате выделения парафинов на поверхности ухудшается, так как не происходит образование сплошной решетки.

Смолы наоборот будут способствовать формированию ленточных агрегатов парафиновых кристаллов, а также созданию условий для прилипания парафинов к поверхности, оказывая противоположный эффект на влияние асфальтенов.

Взаимное соотношение асфальто-смолистой и парафиновой компоненты в составе АСПО проявляется таким образом, что с увеличением доли смол и асфальтенов уменьшается содержание парафиновой компоненты. Это определяет характер взаимодействия высокомолекулярных соединений в нефти при низких температурах. Результат общего действия смолисто-асфальтеновых веществ сводится к изменению температуры насыщения нефти парафином и находится в прямой зависимости от массовых концентраций смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Например, преобладание массового содержания смол повлияет на рост температуры насыщения. А с

увеличением асфальтенов, температура насыщения снижается, из-за недостатка стабилизирующих компонентов – смол.

Также на стенках нефтепромыслового оборудования будут осаждаться агломераты, образованные вследствие соединения кристаллов парафинов и смолисто-асфальтеновых компонентов посредством связывания их частицами песка, глины и механическими примесями, которые входят в состав нефти и соответственно отложений.

6. Проводилось также исследование влияния обводнённости нефти на процесс осадкообразования. В качестве объекта исследования была использована водонефтяная эмульсия с высоким содержанием парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов. Было установлено, что добавление воды в нефть приводит к значительному увеличению содержания асфальтеновых компонентов и снижению доли смолистых веществ. Дисперсная фаза представляла собой дистиллированную воду (ДВ). Коэффициент  $\beta$  характеризует тип нефтяных отложений ( $\beta = \text{ПУ} / \text{АСВ}$ ):  $\beta > 1,1$  – парафиновый;  $\beta < 0,9$  – асфальтеновый;  $0,9 < \beta < 1,1$  – смешанный (Таблица 2) [7].

Таблица 2 – Групповой состав АСПО в зависимости от содержания водной фазы

Образец	Содержание, мас. %			$\beta$
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
Нефть	64,4 (11,6)	34,2	1,4	0,3
10% ДВ	69,4 (12,9)	23,2	7,4	0,4
30% ДВ	69,2 (13,8)	22,2	8,6	0,4
50% ДВ	69,1 (27,0)	22,2	8,7	0,9
70% ДВ	70,4 (31,9)	22,9	6,7	1,1

Доля парафиновых углеводородов также увеличивается с ростом обводнённости эмульсии.

Также возможно выпадение непосредственно асфальтенов, на которое будут оказывать влияние ряд факторов, таких как изменение давления, температуры и состава. В прискважинной зоне на выпадение асфальтенов



вливают бурение, заканчивание скважин, кислотная обработка пластов и проведение ГРП. Изменение давления и температуры оказывает существенное влияние при подъёме нефти по стволу скважины.

Асфальтены выпадают в пластах в режиме их естественного истощения при падении давления. Обычно это происходит в пластах, где содержится легкая или средняя по плотности нефть с небольшим содержанием асфальтенов. Начальное пластовое давление при этом превышает давление насыщения, соответственно флюид является недонасыщенным. А максимальное отложение асфальтенов будет происходить при давлении равном давлению насыщения. Тяжелые нефти в свою очередь способны растворять большее количество асфальтенов, следовательно, проблем с выпадением не возникает.

Для повышения эффективности разработки месторождений применяют методы увеличения нефтеотдачи, путем закачки углеводородных газов или углекислого газа. Выпадение асфальтенов в процессе применения метода усиливается, при этом они способны откладываться в любой точке пласта. Асфальтены также выпадают при закачке растворителей в пласты с тяжёлой нефтью. Внутри пласта асфальтены после выпадения в осадок, которое подразумевает собой образование осадка в результате установления термодинамического равновесия, остаются во взвешенном состоянии в нефтяном потоке или откладываются на поверхности породы. При этом отложения забивают пласт и изменяют смачиваемость породы, которая становится гидрофобной.

#### **1.4 Особенности состава нефти на месторождениях Западной Сибири**

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшей в стране, на которую приходится две трети российской нефтедобычи. К Западно-Сибирским месторождениями относятся: месторождения ХМАО-

Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Томской, Омской, Новосибирской областей и частично Красноярского края.

На севере Западной Сибири находятся месторождения, в которых аккумулированы значительные ресурсы тяжёлой высоковязкой нефти. На примере анализа проб нефти Русского, Барсуковского и Пангодинского месторождений можно сделать вывод, что концентрация серы и твёрдых парафинов достаточно низкая (Рисунок 1). Однако изученный физико-химический состав характеризует нефть как тяжёлую, высоковязкую, смолистую с достаточно низким содержанием асфальтенов. По распределению углеводородных компонентов нефть относится к нафтовым [8].

Характеристика	Месторождение			
	Русское	Барсуковское	Пангодинское	
Интервал отбора пробы, м	871—898	1821—1829	1275—1277	2786—2789
Возраст вмещающих отложений	K <sub>2</sub> c	K <sub>2</sub> c	K <sub>2</sub> c	K <sub>2</sub> v (пласт БН <sub>9</sub> )
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	937	886	918	830
Вязкость при 20 °C, мм <sup>2</sup> /с	433	25.6	66.5	5.9
Содержание, мас. %:				
серы	0.31	0.53	Не опр.	0.14
парафинов	1.70	2.40	»	4.21
насыщенных УВ	42.08	47.06	50.50	71.94
ароматических УВ	37.79	38.17	39.68	22.45
смола	19.31	14.09	9.42	5.44
асфальтенов	0.83	0.68	0.40	0.17

Примечание. Не опр. — не определено.

Рисунок 1 – Физико-химические характеристики нефти

Северо-западный регион Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется наличием дисперсных систем среднепарафинистой нефти. Прослеживается содержание фракций, выкипающих до 300 °C, которые составляют примерно 0,5 % общей массы. Физико-химические показатели нефти приведены в таблице 3 [9].

Таблица 3 – Физико-химические показатели нефти

<b>Физико-химические показатели</b>	<b>Западно-Сибирский НГБ</b>
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8899
Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	120,9
Содержание парафинов, %	4,28
Содержание смол, %	10,47
Содержание асфальтенов, %	2,4
Содержание серы, %	1,27

Увеличение доли парафинов в нефти негативно влияет на общий выход лёгких фракций, соответственно высокопарафинистые вещества в составе ухудшают переработку полученной нефтяной смеси. Нефть содержит малое количество серы, смол и асфальтенов и по углеводородному составу система характеризуется как легкая, средняя маловязкая нефть.

Изученная нефть на месторождениях юго-востока Западной Сибири относится к малосернистой, с содержанием серы менее 0,4 %. Повышенное содержание парафинов, а также повышенная вязкость нефти прослеживается на Западно-Майском, Фестивальном, Южно-Фестивальном месторождениях. Майская группа месторождений характеризуется наличием нефти с содержанием парафина от 2 до 9,4%, нефть фестивальной группы месторождений содержит от 7,43 до 13,9% парафинов. В этих группах стоит отметить в среднем низкое содержание асфальтенов (0,45 и 1,24% соответственно) и смол (2,13 и 1,35%). Свойства исследованной нефти приведены в таблице 4 [10].

На территории Томской области наиболее вязкая нефть с большим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов залегает в пластах с высокой пластовой температурой и давлением.

Таблица 4 – Физико-химические свойства нефти

Месторождение Oil field	Индекс пласта Reservoir index	Содержание серы, мас. % Sulfur content, wt. %	Плотность при 20 °C, кг/м³ Density at 20 °C, kg/m³	Вязкость, мПа*с Field viscosity, mPa*s		Температура застывания Pour point	Содержание пара- финов, мас. % Paraffin content, wt. %
				20	50		
				°C			
Майское Mayskoe	Ю <sub>15</sub>	следы	794,0	4,8	1,7	4,5	7,21
	Ю <sub>14-15</sub> , Ю <sub>11</sub>	traces	798,5	7,3	2,1	8,4	5,11
	Ю <sub>1<sup>3-4</sup></sub>	0,34	845,0	28,2	5,9	7,6	7,86
	Ю <sub>14-15</sub>	следы traces	796,0	12,6	2,0	1,7	3,35
Средне-Майское Sredne-Mayskoe	Ю <sub>14-15</sub> , Ю <sub>12</sub>		792,7	5,2	2,8	5,7	4,25
	Ю <sub>14-15</sub>		789,9	3,0	1,8	–	3,57
Южно-Майское Yuzhno-Mayskoe	Ю <sub>1-3</sub>	0,33	837,5	7,5	3,2	–3,4	1,96
Западно-Майское Zapadno-Mayskoe	Ю <sub>14-16</sub>	следы	808,0	10,6	1,6	7,5	3,49
	Ю <sub>16</sub>	traces	821,0	84,7	2,3	12,0	9,44
Фестивальное Festivalnoe	Палеозой Paleozoic	0,14	828,0	10,9	11,8	26,5	10,90
	Ю <sub>9</sub>	следы traces	816,0	365,9	5,3	16,8	13,42
			831,0	40,9	6,2	15,9	13,40
	Ю <sub>1</sub>	0,13	872,0	не течет does not flow	8,4	32,4	8,76
	Ю <sub>9</sub>	следы traces	834,5	28,7	13,5	16,5	13,90
Южно-Фестивальное Yuzhno-Festivalnoe	Ю <sub>16</sub>		814,0	563,9	4,5	17,3	8,43
Восточно-Фестивальное Vostochno-Festivalnoe	Ю <sub>14-15</sub>		756,3	2,4	0,6	9,6	7,43
Киев-Еганское Kiev-Eganskoe	K <sub>1</sub>	0,2	828,0	11,8	2,4	–5,5	4,1
	J <sub>1</sub>	0,2	831,4	5,05	3,14	–4,5	3,8
	J <sub>3</sub>	0,18	809,0	9,6	6,5	–22,7	4,9

## 2 СПОСОБЫ И МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

При добыче и транспортировке нефтепродуктов проводятся работы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, которые включают в себя предотвращение образования АСПО и удаление осадков, которые уже образовались и накопились на внутренних стенках нефтепромысловых труб и оборудования. (Рисунок 2). Однако следует учитывать разнообразие условий разработки и геологических характеристик нефтяных месторождений и добываемой продукции, так как от этого зависит выбор метода предупреждения и удаления отложений.

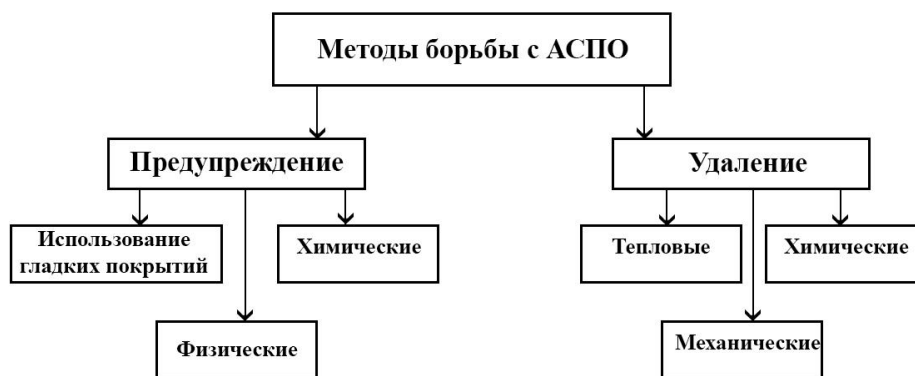


Рисунок 2 – Классификация методов борьбы с АСПО

Методы предотвращения образования АСПО и удаления можно разделить по механизму воздействия на несколько основных групп.

1. Тепловые методы основаны на температуре плавления парафиновых углеводородов, которая составляет примерно 50 °С. Искусственное увеличение и поддержание температуры нефтяной системы выше температуры начала кристаллизации твёрдых углеводородов в стволе скважины и ПЗП применяется при добыче высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Метод осуществляется путем применения греющего кабеля и электронагревателей. В призабойной зоне пласта применяют термит, который способен нагреваться до 2400 °С при высокой температуре горения.

Удаление отложений проводится закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, вода), а также обработкой паром. Однако данные методы являются энергозатратными, пожароопасными и обладают низкой эффективностью.

2. Механические методы борьбы с АСПО предполагают периодическое удаление уже образовавшихся отложений. Для применения этого метода используют скребки разных конструкций и разной периодичности действия, эластичные резиновые шары (торпеды), устройства для перемешивания. Способы механической борьбы можно охарактеризовать, как малоэффективные и трудоёмкие.

3. Для предотвращения образования отложений используют физические методы борьбы, включающие в себя воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний, магнитных, электрических и электромагнитных полей, которые создают условия для разрушения структуры асфальтосмолопарафиновых веществ. Воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний вызывают в области образования отложений колебания, вследствие чего возникают их микроперемещения, препятствующие осаждению АСПО на стенках оборудования. Частицы, которые при этом выделяются из нефти уносятся нефтяным потоком. В движущемся нефтяном потоке присутствуют ферромагнитные субмикронные частицы соединений железа, концентрация которых варьируется в пределах от 10 до 100 грамм на тонну. И в результате воздействия магнитных волн данные агрегаты разрушаются, что влечет за собой увеличение количества центров кристаллизации кристаллов ПУ. При этом снижается скорость роста отложений, так как размеры частиц кристаллов уменьшаются. Также исследования при использовании данного метода подтверждают рост дебита скважин, который связан с появлением газлифтного эффекта, вызванным образованием микропузырьков газа в центрах кристаллизации. Однако данный метод не получил широко распространения, так как негативно влияет

на прочность резьбовых соединений НКТ. Магнитные поля, применяемые для предотвращения формирования АСПО, получили широкое распространение после 2000 годов вместе с появлением высокоэнергетических магнитов, которые изготавливались на основе редкоземельных материалов.

4. Одними из наиболее распространённых и перспективных методов предупреждения образования отложений, а также их удаления являются химические методы борьбы. Существуют различные виды закачки химических реагентов, которые основываются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, включающие ингибиторы, применяемые для предотвращения образования АСПО, и растворители – для удаления, сформированных отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования. Эффективность данного метода высокая, не смотря на большие экономические затраты.

5. Для предупреждения образования АСПО применяют защитные покрытия, которые используют на внутренних поверхностях НКТ и забойного оборудования.

6. Выделяют также микробиологические методы удаления АСПО, которые основаны на жизнедеятельности бактерий в углеводородной среде. Данные методы можно сравнить с химическими, однако микробиологические являются более лёгкими в выполнении. Ограничениями использования способа очистки являются специфичные условия, в которых могут существовать микробы.

Однако разрабатываемые месторождения отличаются по показателям и условиям разработки. Парафиновые отложения могут вызывать такие проблемы, как блокировка потока, вследствие закупорки трубопроводов; увеличение вязкости жидкости; технически сложное удаление отложений; проблемы утилизации накопленного парафина и др. Поэтому на практике применяют методы предупреждения и удаления АСПО, которые дополняют друг друга.

## **2.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО**

Профилактические методы по замедлению образования и накопления отложений необходимы для достижения безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. На выбор наиболее подходящего метода влияют свойства нефтяного пласта, а также режим работы скважины. Практика показывает, что применение методов по предупреждению образования АСПО оказывает положительное влияние на стабильность работы внутрискважинного оборудования. При этом экономические показатели улучшаются в связи с уменьшением затрат на разработку.

### **2.1.1 Применение защитных покрытий**

Применение специальных защитных покрытий для поверхностей труб является технологическим методом предупреждения АСПО, который применяется на многих месторождениях. Различными исследованиями ученых было установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн способствует образованию и накоплению отложений. Использование данных покрытий еще на проектной стадии разработки позволяет сделать внутреннюю поверхность труб гладкой и замедлить накопление АСПО, которые будут легко смываться движущимся газожидкостным потоком.

При изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное снижение шероховатости поверхности труб, а также изменение полярности материала стенки.

Защитные покрытия состоят из гидрофильного материала (полярного), обладающего слабой адгезионной способностью к отложениям парафина и гладкой поверхностью. В зависимости от условий эксплуатации скважины, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов, подбирают подходящие защитные материалы. С помощью специальной установки измеряют силы адгезии отложения к поверхности материала при тангенциальной нагрузке.



Сдвигающее усилие со стороны потока газожидкостной смеси должно превышать прочность сцепления АСПО с поверхностью. Таким образом было выявлено, что некоторые материалы, такие как полиэтилен, фторопласт-4, эбонит и капроны некоторых марок, со временем запарафиниваются с высокой интенсивностью. Широко применяются полярные (гидрофильные) материалы, обладающие гладкой поверхностью, диэлектрической проницаемостью 5-8 единиц и низкой адгезией, такие как стекло и стеклоэмали, бакелит, эпоксидные смолы, полиамиды и др. Чем выше полярность (гидрофильность) материала, контактирующего с нефтью, тем ниже сцепляемость АСПО с поверхностью контакта.

Стекло и стеклоэмали представляют собой полярные материалы, обладающие высокой адгезией к материалам из стали, а также низкой сцепляемостью к парафинам. Применение НКТ с покрытием из фритты ЭСБТ-9 (эмалевое) было использовано на сложных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», и после эксплуатации в течение более 400 суток, удовлетворительная средняя наработка труб составила 416-740 суток, НКТ без покрытия – 91-187 суток [11].

НКТ подвергаются ударным, растягивающим, сжимающим и изгибающим нагрузкам как в скважинах, так и при транспорте и спускоподъёмных операциях оборудования. Поэтому покрытие из стекла разрушается из-за хрупкости и отсутствия сцепления с металлической поверхностью трубы. Данным условиям больше соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако сдерживающим фактором для широкого применения данных покрытий является недостаточная термостойкость и морозостойкость.

На месторождениях «Газпромнфеть-Восток» и «Лукойл-Западная Сибирь» успешно применялась технология Majorpack для защиты погружного оборудования от коррозии и парафиновых отложений в скважинах. Антикоррозионные покрытия состоят из интерметаллидного слоя, который

является протекторной защитой и наносится на НКТ методом диффузионного цинкования. Поверх протектора наносится многокомпонентный полимер (барьерная защита), который обладает гидрофобными свойствами и снижает вероятность отложения парафинов на стенках НКТ. При использовании защитного покрытия на месторождениях на рабочей поверхности труб не было выявлено механических повреждений, следов коррозии, а также отложений АСПО. На месторождениях предприятия «Лукойл-Западная Сибирь» технология Majorpack позволила увеличить МРП до 1400 суток, также не было зафиксировано случаев отказа оборудования.

В таблице 5 представлены некоторые материалы, которые применяются в качестве защитных покрытий НКТ от АСПО. Видно, что хорошими гидрофильными свойствами обладает хром, однако является дорогим в применении. На производстве чаще применяют эмалевое и эпоксидное покрытия, которые дешевле и технологичнее.

Таблица 5 – Свойства материалов для защиты НКТ

Материал	Тип, марка материала	Теплостойкость, °С	Абразивная стойкость по Моосу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	96	4,2
Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь	...	1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3
Гидрофобный лак	КО-815	150	3	100	2,6
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

### 2.1.2 Физические методы

Физические методы предупреждения образования асфальтосмолопарафинов основаны на исследовании структуры и свойств отложений, а также на механизме их образования. Они включают в себя тепловые методы, воздействие электрических, магнитных и акустических полей.

Тепловые методы предотвращения выпадения парафинов заключаются в обработке скважин температурой, превышающей температуру плавления парафина. Для этого используются специальные источники тепла, которые размещаются в зоне отложения парафинов. Производится прокладка линий парового или электрического подогрева трубопровода, которые применяются вместе с теплоизоляцией.

При использовании установки прогрева скважин (УПС) внутреннее пространство НКТ нагревается с помощью специального грузонесущего изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, строительная длина которого равна интервалу максимального парафиноотложения. (Рисунок 3).

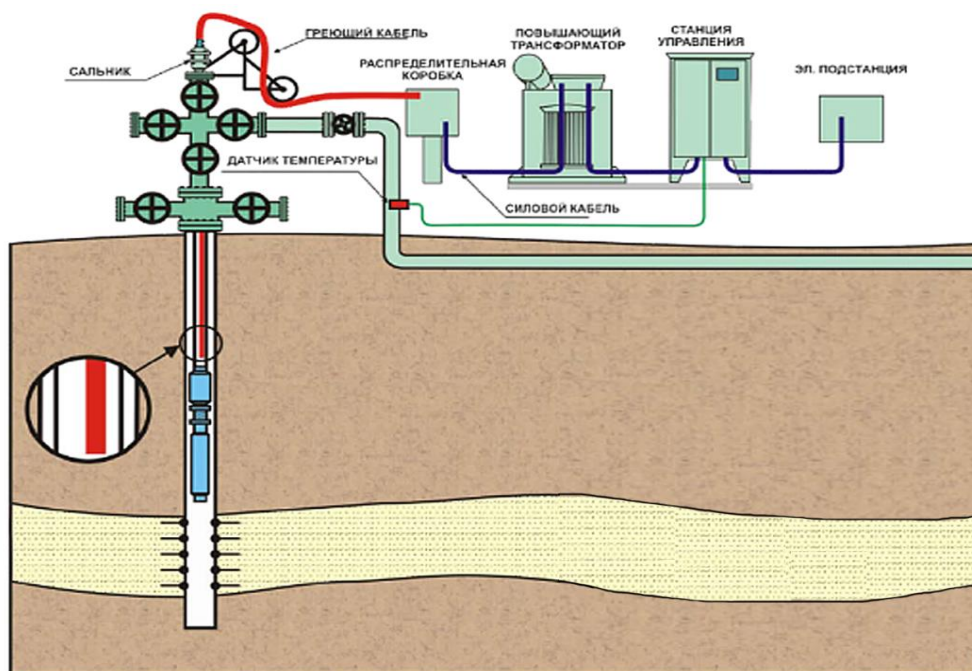


Рисунок 3 – Установка прогрева скважин (нагревательный кабель помещен внутрь НКТ)

Возможно применение в скважинах, оборудованных УЭЦН и УЭВН с ПЭД, фонтанных и газлифтных скважинах. Может использоваться плоский нагревательный кабель, который располагается по наружной поверхности НКТ и применяется во всех типах нефтедобывающих скважин (Рисунок 4). Контроль нагрева кабеля и изменение параметров исходных данных осуществляется станцией управления.

Применение установки прогрева скважин является достаточно эффективным методом на месторождениях Западной Сибири и позволяет решать ряд задач:

- Предотвращение образования асфальтеновых, парафиновых и парафиногидратных отложений;
- Снижение вязкости нефтяной эмульсии при добыче высоковязкой и битумной нефти;
- Повышение межочистного (МОП) и межремонтного (МРП) периодов;
- Увеличение дебита и повышение коэффициента эксплуатации скважин.

Однако к сдерживающим факторам применения данного метода относятся дороговизна установки и высокие энергозатраты.

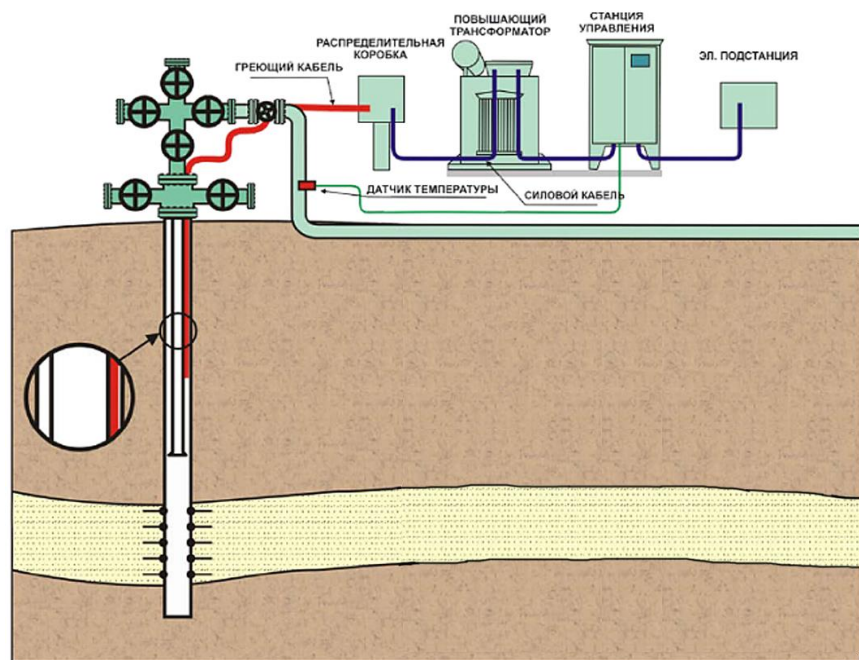


Рисунок 4 – Установка прогрева скважин (нагревательный кабель располагается по наружной поверхности НКТ)

Анализ эффективности применения установок греющего кабеля был проведен на Ванкорском месторождении на примере скважин №822 и №524. По данным ЦДНГ ЗАО «Ванкорнефть» после проведения электрического прогрева скважин №822 и №524, эксплуатируемых ЭЦН (Р6-194ст) и ЭЦН (Р6-229ст) дебит по нефти увеличился на 14 т/сут и 9 т/сут соответственно. Давление на устье увеличилось на 0,1 МПа. Также увеличился динамический уровень в среднем на 17 метров [12].

Акустические методы борьбы с АСПО являются вибрационными методами, применяемыми для предупреждения и удаления отложений. Методы основаны на создании ультразвуковых и низкочастотных колебаний в области парафинообразования, тем самым воздействуя на кристаллы парафина, вызывая их микроперемещения и разрушение. Выделяющийся из нефти парафин не оседает на поверхности труб и уносится нефтяным потоком. Учеными предприятия «ЭНЕРГОМАГ» совместно с Акустическим институтом имени академика Н.Н. Андреева были разработаны специальные электромеханические преобразователи для создания виброакустических колебаний в подземном оборудовании, флюиде и ПЗП. Для этого используется автономное электрическое устройство (АЭУ) – виброакустическая установка. Передача энергии колебаний в ПЗП происходит по колонне НКТ, насосных штанг и эксплуатационной колонне через жидкость, за счет продольных упругих волн, которые возникают в подземных металлических конструкциях. Данный тип преобразователя основан на силовом взаимодействии переменного магнитного потока, создаваемого электромагнитом, и магнитным полем постоянных магнитов. Измерение параметров производится с помощью датчиков и системы регистрации и обработки электрических и механических данных. Результаты теоретического анализа виброакустических процессов были проверены при исследованиях в Западной Сибири, Татарстане, Башкирии и Удмуртии. Однако недостатками данного метода

является негативное влияние вибраций на прочность резьбовых соединений НКТ, которые способствуют их разрушению и самоотвинчиванию.

Одним из наиболее перспективных физических методов предупреждения образования АСПО является магнитная обработка с использованием специальных магнитных устройств. Влияние магнитного поля, создаваемое данными устройствами, приводит к изменению физико-химических свойств газожидкостной смеси. Сущность метода заключается в перекачке водонефтяной эмульсии через рабочий зазор магнитного контура, вследствие этого происходит резкое увеличение числа центров кристаллизации парафинов за счет разрушения агрегатов природных ферромагнитных микрокристаллов железа. В результате кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объёмной устойчивой взвеси. Скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров, выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твёрдую фазу кристаллов парафина. Действие магнитного поля при этом не изменяет химический состав водонефтяной эмульсии, но изменяет поверхностную активность асфальто-смолистых комплексов (АСК) так, что находящиеся вокруг молекулы углеводородов образуют более упорядоченную и уплотнённую упаковку. Снижается взаимодействие АСК с кристаллизующимися парафинами, уменьшается их экранирующий эффект. Обеспечивается равномерное распределение парафинов между АСК, которое замедляет рост размеров частиц АСПО. Отложения, обработанные магнитным полем, выносятся потоком на устье и отделяются от нефти при дальнейшей технологической подготовке.

Для создания магнитного поля используются магнитные камеры МК-200П-40 и других модификаций, а также активаторы магнитные АМС-73, АМС-60, производимые и используемые ЗАО «Геопромысловые новации» [13]. Корпус магнитного активатора выполнен из НКТ, длиной 630 мм с резьбами на концах. Внутри корпуса встроена магнитная система из

кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов, имеющих высокое значение напряженности. На рисунке 5 представлен магнитный активатор АМС-73М.

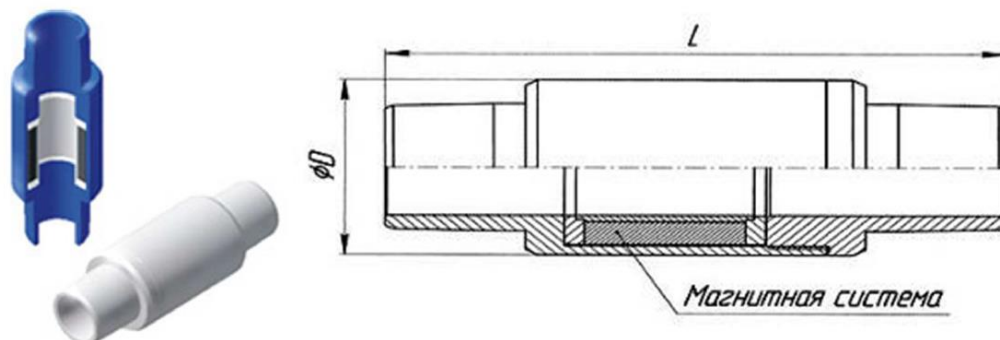


Рисунок 5 – Магнитный активатор АМС-73М

При эксплуатации скважины насосом ЭЦН, установки магнитного активатора АМС устанавливаются через 1-2 НКТ от насоса, обратный клапан устанавливается еще через 1 НКТ, затем еще через 1 НКТ устанавливается сливной клапан. (Рисунок 6).

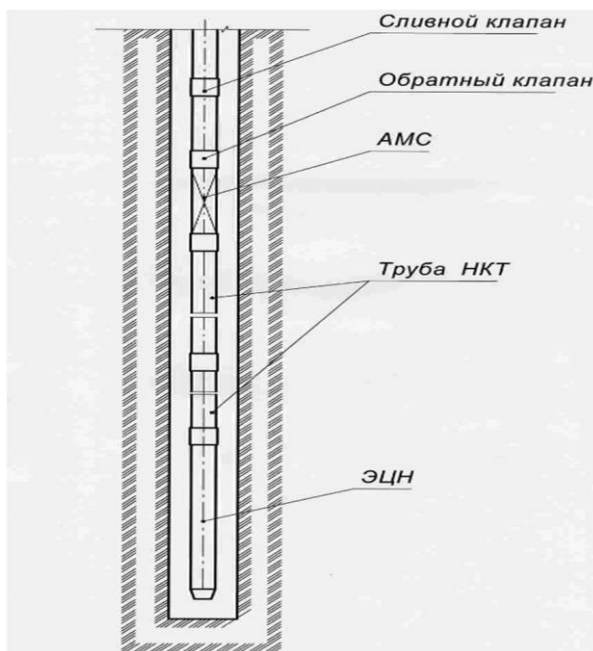


Рисунок 6 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Магнитные устройства были опробованы в нефтегазодобывающей компании «Сургутнефть». Применение магнитного активатора показало высокую эффективность. НКТ с активатором эксплуатировалась без очистки больше 5 месяцев, когда расчётный МОП составлял 45 суток. При подъёме

НКТ через 47 суток от начала испытаний парафиновые отложения отсутствовали.

Внедрение магнитных активаторов на Кониторовском месторождении в скважинах, оборудованных УЭЦН, позволило увеличить период обработки депарафинизацией с 21 до 79 суток. Также в ряде других месторождений средний дебит возрос на 10-20 %, а межремонтный период увеличился в 3-8 раз.

Метод влияния магнитного поля с использованием активатора магнитного скважинного (АМС) для предупреждения отложений АСПО достаточно простой в эксплуатации, не нарушает технологический процесс, не ухудшает выход скважин на режим. Также данный метод предназначен для предотвращения отложения солей и коррозии на стенках НКТ.

Метод обработки водонефтяной эмульсии имеет ряд достоинств:

1. Снижение интенсивности образования АСПО до 90%, а также солеотложений до 45%, снижение вероятности образования гидратных пробок в 3-5 раз.

2. Вода, обработанная магнитным полем, обладает пониженной коррозионной активностью, вследствие этого уменьшается скорость коррозии почти в 2 раза при первичной обработке водных систем. Непрерывное воздействие магнитного поля на замкнутые системы циркуляции практически полностью исключает возникновение коррозии.

3. Увеличение приемистости нагнетательных скважин, так как обработанная магнитным полем вода снижает набухаемость глин в ПЗП.

### **2.1.3 Химические методы**

Наиболее прогрессивным методом предупреждения образования АСПО является применение химических реагентов. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья.



Химический метод базируется на дозировании специальных реагентов в добываемую продукцию, что способствует уменьшению или полному предотвращению образования отложений. Для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются ингибиторы, действие которых основано на адсорбционных процессах, происходящих на стадии фазового перехода компонентов из жидкого состояния в твердое.

Для применения ингибирования, химические реагенты должны соответствовать некоторым критериям:

- не влиять на ухудшение подготовки нефти и воды;
- иметь достаточно низкую температуру застывания для использования на месторождениях Западной Сибири в зимний период (около  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ );
- обладать хорошей эффективностью предотвращения образования АСПО при расходе ингибитора 100-300 грамм на тонну нефти.

По механическому воздействию на АСПО ингибиторы разделяются на смачивающие (гидрофилизующие), модифицирующие, депрессаторы и диспергаторы, а также реагенты комплексного действия. Добавление ингибирующих химических соединений в нефть способствует образованию дисперсной фазы и выносу дисперсных частиц газожидкостным потоком. Некоторые из реагентов дробят формирующиеся молекулярные группы, тем самым предотвращая образование центров кристаллизации отложений. Другие ингибиторы создают на поверхности центров кристаллизации обволакивающий энергетический барьер, который препятствует их сближению и формированию частиц, задерживая рост кристаллов.

1. Механизм действия смачивающих ингибиторов основан на гидрофиллизации металлической поверхности технологического оборудования адсорбционным слоем, состоящим из полярного высокомолекулярного полимера. Образованный слой препятствует адгезии гидрофобных отложений парафина к трубам, тем самым создаются условия для выноса отложений нефтяным потоком.

Для эффективного использования ингибиторов смачивающего действия необходима периодическая обработка нефтепромыслового оборудования. Водный раствор реагента постепенно закачивается в НКТ в течение определенного времени с последующим осаждением на поверхности труб. Перед закачкой в скважину необходимо произвести ее остановку и очистку стенок труб от парафиновых отложений.

Основными компонентами состава смачивателей являются полиакриламид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов и водные растворы синтетических полимерных ПАВ (органические амины, сульфаты, фосфаты). Реагентами смачивающих ингибиторов являются: СПА, Е2846 – 1, Е2846 – 11, РБИ – 1, РБИ – 2, ИКБ – 1, ИКБ – 2, НоI Е – 2846 – 1, НоI Е – 2846 – II [14].

Преимуществом использования смачивающих реагентов является возможность их использования при высокой обводнённости нефти. Смачиватели имеют низкую температуру застывания и растворимы в воде.

Недостатками технологии применения смачивателей являются: периодическая остановка скважины, удаление гидрофильного слоя за счет смыва нефтяным потоком, а также загрязнение оборудования самим реагентом.

2. Модификаторы представляют собой ПАВ, в составе которых содержатся хлор, азот и сера. Механизм действия реагентов заключается в модификации кристаллов парафина при взаимодействии с молекулами. Данный тип ингибитора изменяет форму и поверхностную энергию кристаллов ПУ, тем самым ослабляя их адгезионные свойства. В отличие от первоначальной игольчатой или ромбической формы, кристалл становится более округлым. В результате ингибирующего процесса образуются недоразвитые дендритные кристаллы, которые по структуре получаются несоединёнными между собой. Размеры сформированных кристаллов ПУ небольшие, что способствует поддержанию их во взвешенном состоянии в

объёме движущегося газожидкостного потока. Вязкость нефти при этом снижается, как и температура застывания. Однако модификаторы не полностью предотвращают начальную стадию формирования отложений парафина на поверхности металла, а только когезию между частицами, уменьшая при этом толщину парафинового слоя.

Модифицирующие реагенты имеют схожую структуру с молекулами парафина. Это благоприятствует внедрению модификаторов в формирующийся кристалл парафина и соединение с ним. В состав ингибиторов-модификаторов входят растворимые в нефти полимеры: атактический полипропилен (молекулярная масса 2000-3000), низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров, тройной сополимер этилена с винилацетатом, акриловой и метакриловой кислотами, а также другие высокомолекулярные соединения, в основном, с чередующимися полярными группами. Бывают реагенты модификаторы: ДН – 1, ВЭС – 501, Азолят – 7, С4160, С4117 [14].

Недостаток модификаторов – высокая температура застывания в товарном виде. Ограничениями модификации кристаллов ПУ являются определенные условия протекания процесса. Температура должна быть: выше температуры помутнения раствора парафина на начальной стадии формирования центров кристаллизации; равной температуре помутнения раствора парафина в момент сокристаллизации модификатора и парафина; ниже первоначальной температуры помутнения при адсорбции на кристаллах парафина.

3. Депрессоры представляют собой высокомолекулярные органические неионогенные ПАВ (молекулярная масса 5000-6000). Основу состава депрессоров составляют полициклические ароматические углеводороды. Компонентами являются сополимеры этилена с винилацетатом, полиметилкрилаты, полиолефины, сложные эфиры и высшие спирты. Известные депрессоры: Visco-5351, ИПХ-9, ТюмНИИ-77М, Дорад-1А [15].

Реагенты депрессорного действия смешиваются с нефтью и изменяют поверхностные свойства твёрдых углеводородных компонентов, замедляя процесс кристаллизации. Механизм действия заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, затрудняя их способность к агрегации и предотвращая дальнейший рост, преобразуя сольватную оболочку кристаллов. Депрессоры уменьшают прочность кристаллической решётки молекул парафина и снижают температуру застывания парафиновой нефти.

Модификаторы и депрессоры могут быть объединены в одну группу под названием – депрессорные присадки, так как результат их применения – снижение температуры застывания нефтяных систем. Однако их механизмы действия различаются: модификаторы снижают температуру помутнения нефтяных фракций, а депрессоры в свою очередь – температуру кристаллизации молекул парафинов.

4. Диспергаторы – это химические реагенты, представленные нефтерастворимыми аминами, жирными кислотами или их солями, солями металлов, силикатно-сульфенольными растворами, сульфатированным щелочным лигнином, углеводородными и ароматическими растворителями. Компоненты могут также применяться в качестве удалителей АСПО и входить в состав композиционных ингибиторов образования отложений. Также реагенты применяют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложением.

Механизм действия диспергаторов заключается в образовании адсорбционного слоя, состоящего из молекул реагента, на зародышевых кристаллах ПУ. Реагенты обеспечивают образования тонкодисперсной системы за счёт разрушения структуры образовавшихся АСПО. Повышается теплопроводность нефти, и замедляется процесс кристаллизации ПУ. Поток нефти уносит кристаллы парафина со стенок труб.

5. Реагенты комплексного действия применяются для предотвращения образования АСПО вместе с защитой от солеотложений и коррозии

промышленного оборудования, а также формированием структуры нефтяного потока, разрушением водонефтяных эмульсий. Использование данных реагентов в последние годы стало очень распространено, так как они сочетают в себе свойства как исходных компонентов, так и свойства, усиливающих друг друга ингибиторов, за счёт возникающего синергетического эффекта. Это позволяет снижать дозировки и увеличивать эффективность использования реагентов. Существуют композиции комплексного действия, в состав которых входит два компонента и более: присадки депрессорно-модифицирующего действия или депрессорно-диспергирующего.

Реагенты марки «СНПХ» являются основными ингибиторами комплексного действия. В таблице 6 приведены ингибиторы, выпускаемые АО «НИИнефтепромхим».

Таблица 6 – Реагенты ингибирования для борьбы с АСПО

Наименование реагента	Описание	Дозировка
СНПХ - 2005	Депрессатор для ингибирования образования АСПО и снижения вязкости нефти	150-300 г/т
СНПХ - 7801	Ингибитор образования АСПО	150-200 г/т
СНПХ - 7821	Ингибитор образования АСПО	Не выше 200 г/т
СНПХ - 7909	Ингибитор образования АСПО с эффектом диэмульгатора	50-200 г/т
СНПХ - 7912М	Ингибитор образования АСПО с эффектом диэмульгатора	25-100 г/т
СНПХ - 7920	Ингибитор образования АСПО и гидратов	100-200 г/т
СНПХ - 7920М	Ингибитор образования АСПО, снижающий коррозионную активность на 60-70%	100-200 г/т
СНПХ - 7941	Ингибитор образования АСПО с эффектом диэмульгатора	50-200 г/т

Промышленные испытания ингибитора СНПХ – 7821 были проведены в 2013 году на Ванкорском месторождении. Закачка производилась в затрубное пространство путем постоянного дозирования, а также в интервал начала образования АСПО через импульсную трубку и вводную муфту в НКТ на глубине 1500 м. Обработка реагентом применялась на трёх скважинах №710/5, №625/7, №726/2 с дозировкой 150-200 г/т нефти. Закачка ингибитора СНПХ – 7821 позволила увеличить МРП скважин в 2-3 раза [16].

Анализ эффективности применения ингибитора комплексного действия СНПХ – 7821 производился на Сузунском месторождении. Образование парафиновых пробок являлось следствием высокого содержания парафинов в нефти (6,5%). Дозировка реагента составляла 200 г/т нефти. Закачка проводилась в скважины №175 и №178. Результаты испытаний ингибитора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты испытания СНПХ-7821 в скважинах №175, №178

Показатель	Нефть		Нефть + 1/2 рабочей дозировки		Нефть + рабочая дозировка		Нефть + 3/2 рабочей дозировки	
	№175	№178	№175	№178	№175	№178	№175	№178
Температура застывания °С	-13	-12	-14	-14	-16	-16	-17	-18
Вязкость, сСТ	7,8	7,8	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4
Защитный эффект ингибирования, %	-	-	52	49	68	68	70	69

В результате воздействия комплексного ингибитора, температура застывания нефти снизилась, как и вязкость добываемой нефти. Защитный эффект ингибирования при использовании рабочей дозировки составил 68%.

Все описанные типы ингибиторов образования АСПО различаются по химической природе и механизму воздействия на отложения, однако обладают

рядом общих признаков, характеризующих их свойства. Все реагенты обладают достаточно высокой молекулярной массой по сравнению с парафиновыми углеводородами, входящих в состав нефтяных систем. Следующим общим признаком является структура полимера присадок, представляющая собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. Еще один признак – все вещества, входящие в состав присадок, полидисперсные по молекулярной массе и по составу. Таким образом, ингибирующие присадки являются смесью полимеров различного состава и молекулярной массы.

Подача ингибиторов отложений в скважины осуществляется периодической обработкой НКТ, либо непрерывной дозированной подачей химических реагентов. Периодическая закачка (задавка) ингибитора предполагает подачу раствора определенного объема один раз при помощи насосного агрегата через затрубное пространство скважины без подъема ВСО. Однако вынос реагента таким способом будет осуществляться непродолжительно и неравномерно.

Непрерывное дозирование реагента осуществляется с помощью наземных дозирующих устройств типа УДХ, БДР, УДР при закачке ингибитора в затрубное пространство скважин. Наибольшей эффективностью обладает технология дозирования реагента через капиллярную трубку, непосредственно на прием насоса.

## **2.2 Методы удаления АСПО**

Методы предупреждения образования отложений являются наиболее эффективными, так как позволяют снизить затраты на добычу и перекачку нефти путем достижения устойчивой и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. Однако необходимо использовать методы удаления уже образовавшихся отложений для очистки НКТ. К основным методам удаления АСПО относятся: тепловые, механические, химические и биологические.

### 2.2.1 Тепловые методы

Термическая метод обработки скважин для удаления АСПО относится к физическим и, как и тепловой метод предупреждения образования АСПО, основан на искусственном увеличении температуры в стволе скважины и ПЗП. Метод интенсификации притока нефти и повышения продуктивности добывающих скважин применяется при добычи высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Тепловая обработка приводит к разжижению нефти и расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на поверхности подъёмных труб и в призабойной зоне пласта. При температуре выше 50 °С парафин начинает плавиться, силы сцепления отложений с внутренней металлической поверхностью труб ослабляются и происходит их отделение с последующим уносом потоком газожидкостной смеси. При повышении температуры, сам поток нагревается, и масса АСПО растворяется в нефти.

Тепловая обработка осуществляется закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя, циклической паротепловой, электротепловой, термокислотной обработками, электромагнитным и термоакустическим воздействиями, а также за счёт экзотермической реакции агентов, введенных в скважину.

Термообработка скважины и ПЗП жидким теплоносителем заключается в прогреве НКТ путем закачки нагретой жидкости в затрубное пространство агрегатом для депарафинизации скважин (АДПМ) (Рисунок 7). Затем восходящий по НКТ поток газожидкостной смеси растворяет и выносит отложения. Установка АДПМ разогревает нефть до 120-150 °С и депарафинизирует скважину путем нагнетания теплоносителя под давлением. Растворённые отложения парафина выносятся в сборную линию промысла. Обычно горячая нефть закачивается в скважину по обсадным трубам, а затем поднимается на поверхность по трубам НКТ, однако в фонтанирующих скважинах процесс может осуществляется наоборот. В качестве жидкого



теплоносителя используются нефть, вода, керосин, дизельное топливо, газолин, и в основном добываемый флюид.

Преимущества технологии закачки горячей нефти заключается в простоте реализации и минимизации затрат на приобретение химических реагентов. Недостатками технологии являются большие расходы на проведение обработок, прямая зависимость качества обработки от температуры нефти, пожароопасность. На больших глубинах ликвидация АСПО протекает менее интенсивно, так как происходят тепловые взаимодействия восходящего и нисходящего потоков, а также теплопотери на нагрев труб и горных пород, окружающих скважину.

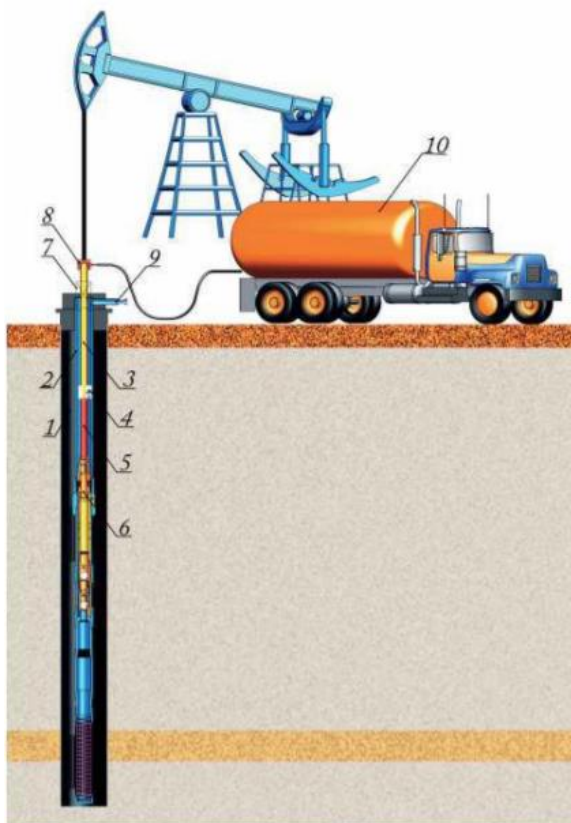


Рисунок 7 - Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1-эксплуатационная колонна; 2-колонна НКТ; 3- колонна полых штанг; 4-перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 –устьевой сальник; 8-обратный клапан; 9-выкид в систему сбора продукции; 10-АДПМ.

На Советском нефтяном месторождении на трёх скважинах в 2017 году при использовании АДМП 12/150 и горячей нефти в качестве теплоносителя была проведена тепловая обработка. На первой скважине дебит нефти увеличился с 1,23 до 1,29 т/сут, на второй – с 3,27 до 5,16 т/сут. Однако на третьей скважине дебит нефти снизился с 17,72 до 14,99 т/сут. На данном месторождении тепловой метод очистки от АСПО ствола скважины и ПЗП не всегда является эффективным [17].

Циклическая паротепловая обработка скважин проводится на месторождениях с высоковязкой (больше 50 МПа\*с) или парафинистой нефтью. В остановленную скважину по НКТ нагнетают насыщенный пар объемом 1000-3000 м<sup>3</sup>, который получают от передвижных котельных установок ППУ. Затем скважину герметизируют и выдерживают 2-5 суток. Пар за это время полностью конденсируется в пласте. После проведения мероприятия эксплуатацию возобновляют.

Для удаления АСПО в нефтесборном коллекторе с использованием ППУ необходимо остановить скважину, перекрыть трубную и затрубную задвижки, соединить наконечник ППУ с нефтесборным коллектором через пропарочный патрубок. Схема удаления отложений представлена на рисунке 8.

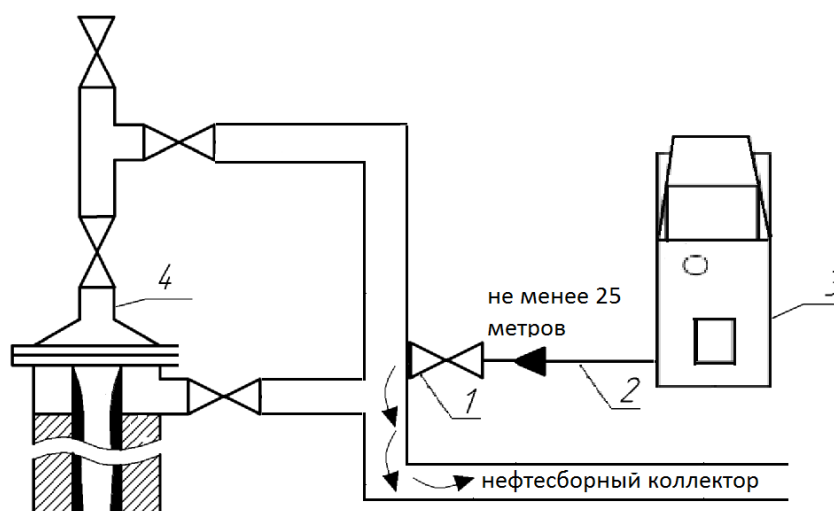


Рисунок 8 – Схема удаления АСПО паром из нефтесборного коллектора  
1 – пропарочный патрубок, 2 – нагнетательная линия от ППУ, 3 – ППУ, 4 – фонтанная арматура

Контролируя давления пропарки в ППУ, которое при постоянном расходе не должно снижаться, острый пар подаётся непосредственно в нефтесборный коллектор. Температура пара 130 °С. После проведения операции процесс пропарки прекращают, разбирают нагнетательную линию, открывают трубную задвижку и запускаю скважину в эксплуатацию.

Электротепловое удаление АСПО заключается в периодическом или постоянном прогреве призабойной зоны пласта глубинным электронагревателем (Рисунок 9) на месторождениях с высоковязкой (свыше 50 МПа\*с) или парафинистой (свыше 3% парафина) нефтью.

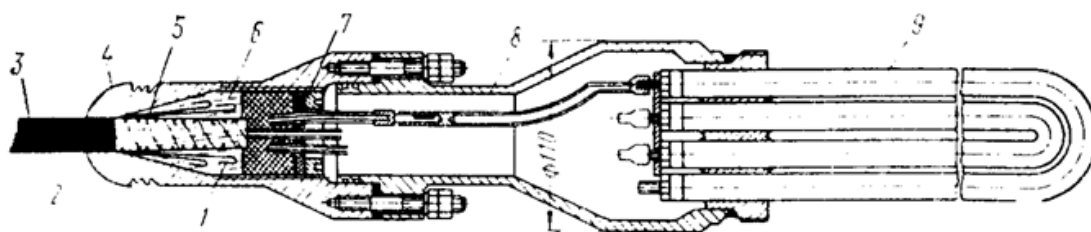


Рисунок 9 – Глубинный электронагреватель

1 – крепление кабель-троса; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель-трос КТГН-10; 4 – головка электронагревателя; 5 – асбестовый шнур; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательный элемент

Трубчатый электронагреватель спускают на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта и осуществляют нагрев в течение 3-7 суток. Затем его извлекают и продолжают эксплуатацию скважины.

Термокислотная обработка проводится в карбонатных коллекторах, когда в ПЗП отлагаются отложения АСПО. Удаление асфальтосмолопарафиновых веществ осуществляется расплавлением в ходе экзотермической реакции взаимодействия соляно-кислотного раствора HCl с магнием и его сплавами при закачке в скважину. Рассчитывается количество магниевой стружки и кислотного раствора для полной нейтрализации по магнию и повышения температуры до 75-90 °С, которая будет достаточной для расплавления отложений АСПО. Для проведения термокислотной обработки

используют скважинный реактор, схема и принцип действия которого изображены на рисунке 10.

В статье Халматовой Н.Г. был проведен расчёт товарной соляной кислоты и химических реагентов для проведения термокислотной обработки в течение 4 месяцев. Результатом является общий прирост добычи нефти в 480 тонн [18].

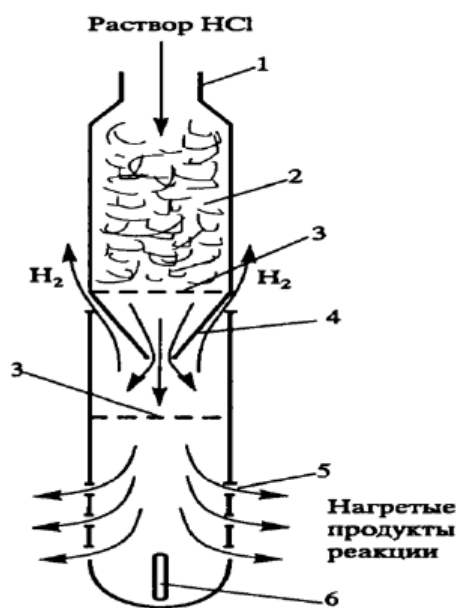


Рисунок 10 – Схема и принцип действия скважинного реактора

1- резьба для соединения с НКТ; 2 – камера для загрузки металлического магния; 3- решётка, 4 – конус; 5 – отверстие для выхода нагретых жидких продуктов реакции; 6 – максимальный термометр

При эксплуатировании скважины с открытым забоем и добыче вязкой, парафинистой нефти и битума применяют электромагнитное воздействие на ПЗП. Метод основан на распространении электромагнитных волн от высокочастотного генератора на пробку, образованную АСПО, и её нагреве до температуры плавления парафина с последующей ликвидацией. Для создания электромагнитных волн используется наземный СВЧ электромагнитный генератор (мощность до 60 кВт) и спускаемый в скважину электромагнитный

излучатель. Воздействие волн приводит также к деэмульсации нефти и снижению температуры начала кристаллизации парафина. В работе Фатыхова Л.М. расчет эффективности применения электромагнитных волн для удаления отложений АСПО дал следующие результаты: при СВЧ мощности (6-10 кВт) пробка асфальтосмолопарафиновых отложений длиной 5 м в НКТ расплавляется полностью в течение 5-6 часов, при это эффективность нагрева и её удаления составляет 60%. Для удаления парафиновой пробки длиной 100 м в коаксиальной скважине при высокочастотной мощности (60 кВт) потребуется 44 часа [19].

Термоакустическое воздействие на ПЗП применяется для удаления АСПО на месторождениях, осложненных в том числе гидратами углеводородных газов. Технология метода заключается в облучении призабойной зоны тепловым полем совместно с акустическим, посредством применения термоакустического излучателя. Данный излучатель соединен с наземным генератором ультразвуковых волн (мощность 4-30 кВт, диапазон частот 5-16 кГц). В призабойной зоне вследствие совместного воздействия теплового и акустического полей снижается вязкость нефти, разрушаются отложения парафина, гидратов газа и солей. При дальнейшей эксплуатации вместе с нефтяным потоком отложения выносятся по НКТ. Температуропроводность продуктивного пласта увеличивается в радиусе 8 м.

### **2.2.2 Механические методы**

Механическими методами удаления уже образовавшихся отложений АСПО являются применение скребков различных конструкций, а также универсальной гидромеханической насадки для очистки НКТ.

В декабре 2019 года дочернее общество «Роснефти» АО «Оренбургнефть» провела успешные опытно-промышленные испытания гидромеханической насадки для удаления асфальто-смолистых веществ и парафинов на внутренних стенках НКТ при ремонте добывающих скважин. Опытно-промышленный образец насадки испытывался в комплексе

оборудования для промывки скважин (КОПС). При внедрении новой технологии в 2020 году планируемый экономический эффект составит 100 млн. руб.

Технология процесса удаления отложений скребками заключается в механическом соскабливании АСПО с внутренней поверхности труб. Затем отложений выносятся газожидкостным потоком. Срезание парафиновой массы скребком происходит при его перемещении вверх, либо при движении вниз-вверх, или при перемещении вверх-поворот вокруг оси.

Процесс очистки подъемных НКТ от парафиновых отложений может быть непрерывным и периодическим, соответственно существуют скребки непрерывного и периодического действия. При периодическом процессе депарафинизация скребками заключается в удалении отложений, которые образовались после предыдущей очистки. При непрерывном процессе удаления применение скребков происходит постоянно на протяжении всего времени очистки.

На скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами, устанавливаются скребки-центраторы (Рисунок 11). Обычно на одной штанге крепят от 5 до 11 скребков. Он состоит из сформированного на штанге корпуса и конусных поверхностях на торцах. На корпусе находятся ребра со скошенными концами, которые образуют каналы. Эти каналы и выполняют роль центрирующего действия, нейтрализуя вращательные моменты на при возвратно-поступательном движении колонны штанг. Удаление АСПО происходит за счёт подвижных скребков, расположенных между телом штанги и скребком-центратором [20].

Применение полимерных скребков-центраторов решает одновременно несколько задач – это удаление парафиновых отложений на стенках НКТ и центровка колонны насосных штанг, при эксплуатации наклонных скважин для предотвращения истирания поверхности стенок труб.

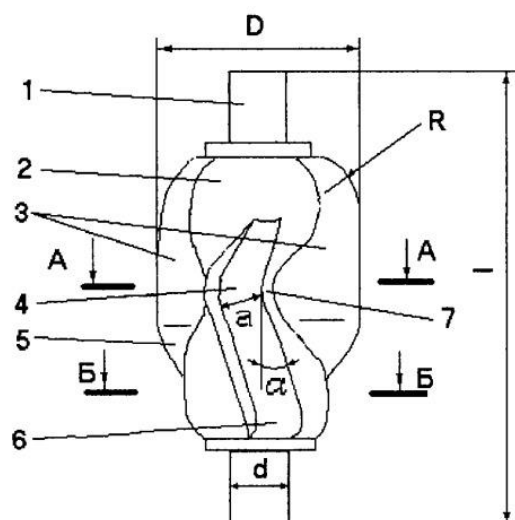


Рисунок 11 – Скребок-центратор общий вид

Для удаления АСПО из лифтовых труб добывающих скважин применяют ручные лебёдки со скребками. Частота применения скребков для очистки НКТ от АСПО варьируется в зависимости от дебита скважины от 1 раза в 7 суток до 1 раза в месяц. Скребки приводятся в действие лебедками, энергией восходящего потока жидкости в зависимости от способа эксплуатации скважины, её дебита и условий месторождения. Скребок подаётся в скважину на стальном тросе и по пути соскабливает отложения парафина. Движение вниз осуществляет за счёт собственного веса скребка, а также специально подвешиваемого груза. Однако при остановке скважины, в случае отсутствия буферной задвижки, удаление парафиноотложений проводится неэффективно, так как отложения АСПО, которые были удалены, не выносятся на поверхность и осаждаются.

На рисунке 12 представлена конструкция скребка (а), который состоит из стржня 1, хомута 2, ножа, 3 и специального утяжелителя 4, вес которого порядка 10 кг. На рисунке (б) представлен скребок с ножами переменного сечения, где 1 – пластина, 2 – скребок.

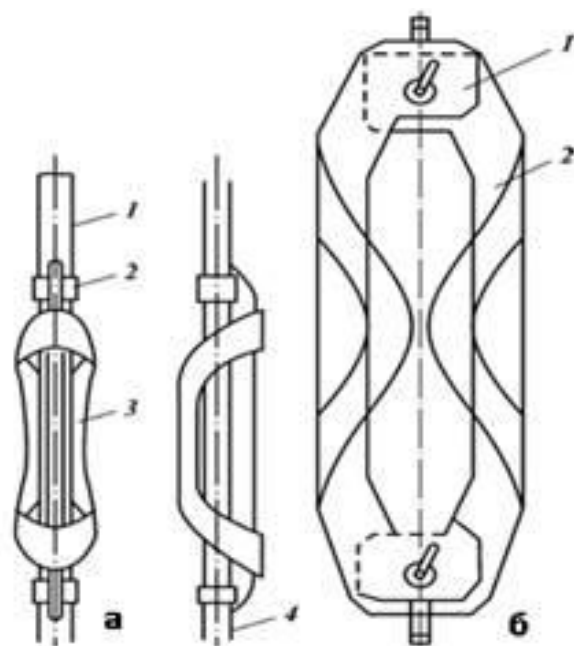


Рисунок 12 – Конструкции скребков

Компания ООО НПФ «Техсма́рт» производит скважинные скребки и скребки-пробойники, предназначенные для пробивки пробок асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ. На рисунке 13 представлены различные компоновки лезвийных СЛ-Техно и фрезовых СФ-Техно скребков, используемых в составе установки депарафинизации скважин УДС или полуавтоматических каротажных лебедок ЛКИ.

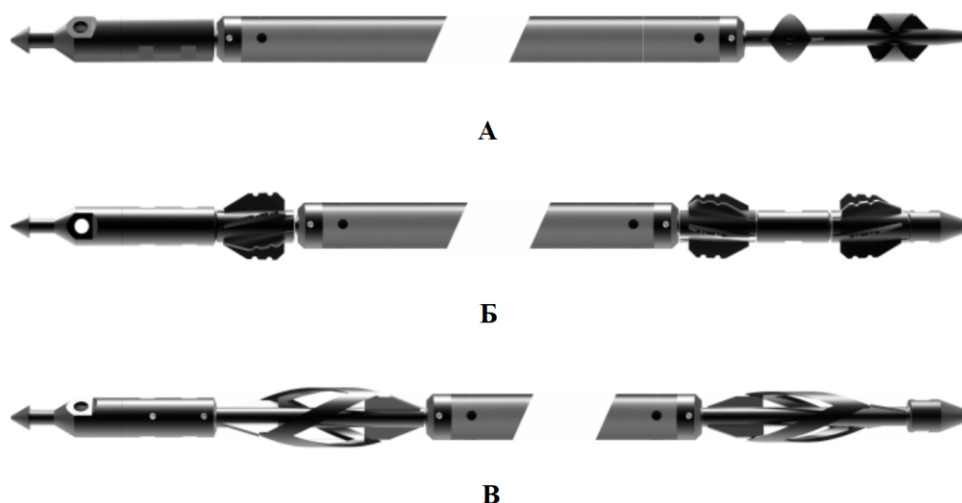


Рисунок 13 – Примеры компоновки: а – скребок-пробойник, б – скребок фрезовый, в – скребок лезвийный

После пробития парафиновых пробок, используются лезвийные и фрезовые скребки для периодических и постоянных чисток скважин. Режущие



головки для депарафинизации скважин являются сменными, соответственно можно подобрать подходящую компоновку скребка. Применение фрезового скребка наиболее эффективно при работе на высокодебитовых скважинах. Лезвийный скребок срезает слой парафина толщиной до 5 мм и увеличивает проходное отверстие в трубе НКТ. Данное оборудование подаётся вниз также под действием собственного веса и поднимается за счёт использования лебёдки. Вращение скребка обеспечивается восходящим потоком нефти, который выносит удаленные отложения парафина в выкидную линию.

Еще одним типом скребка является автоматический «летающий» скребок с раздвижными ножами (Рисунок 14).

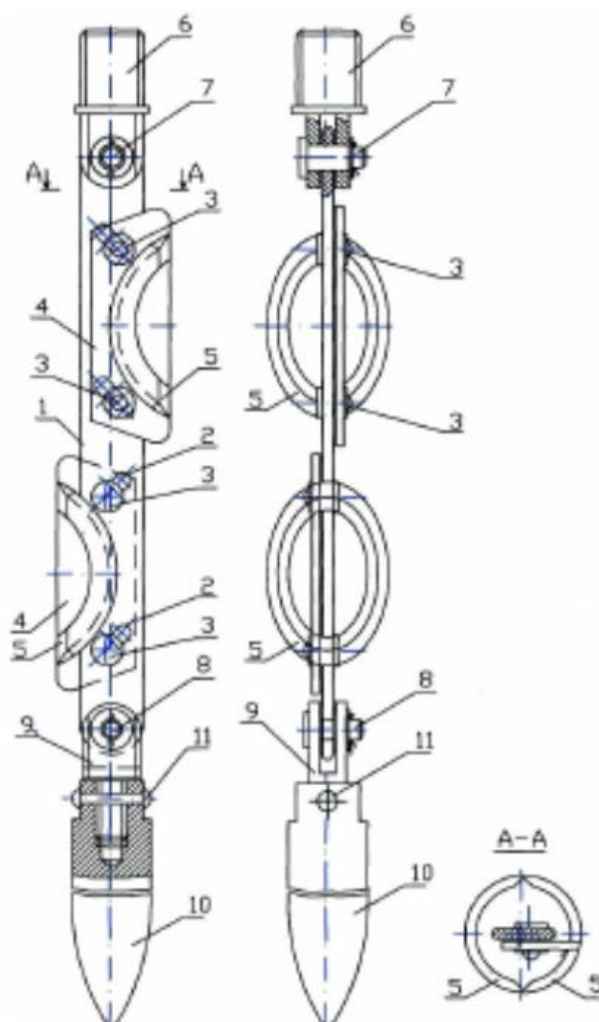


Рисунок 14 – Автоматический (летающий) скребок

1 – корпус, 2 – паз наклонный, 3 – ось скребка, 4 – кронштейн, 5 – скребок, 6 – болт верхний, 7 – ось болта, 8 – ось, 9 – болт нижний, 10 – утяжелитель

При движении скребка вниз под действием силы тяжести и специального утяжелителя, кронштейны, установленные на устройстве, вместе со скребками смещаются к центру по наклонным пазам, а своими острыми кромками срезают часть парафиновых отложений. При движении вверх кронштейны со скребками разводятся по наклонным пазам и срезают основной слой АСПО. Данный метод очистки устраняет вероятность заклинивания в местах стыка НКТ с муфтой.

Технология удаления АСПО механическим методом посредством использования скребков существенно увеличивает межремонтный период работы скважин, а также добычу нефти. Технология не является дорогой и существенно сокращает экономические затраты. Однако область применения метода ограничена, ввиду технологических особенностей проведения операции, также иногда предполагается остановка технологического оборудования для проведения очистки, что влияет на рентабельность добычи нефти. Невозможно проведение полной очистки от парафиновых отложений, часть которых остается и в дальнейшем служит центрами кристаллизации новых ПУ.

Скребок скважин широко используется на Советском месторождении. В августе 2017 года мероприятие по удалению АСПО было проведено с применением фрезерного скребка на 5 скважинах. Результаты скребоквания представлены в таблице 8 [17].

Таблица 8 – Результаты скребоквания скважин

<b>Скважина</b>	<b>Глубина спуска скребка, м</b>	<b>Примечания</b>
X4	0 - 200 - 900	-
X5	0 - 380 - 900	-
X6	-	Не проход скребка в лубрикаторную задвижку
X7	0 - 470	Обрыв проволоки на глубине 470 м
X8	-	Не проход скребка через центральную задвижку, заклинивание

Анализируя результаты, можно сделать вывод, что скребкование скважин не всегда является рациональным методом удаления отложений, так как на трёх скважинах из пяти не удалось осуществить процесс, ввиду некоторых причин, указанных в примечаниях в таблице. Максимальный спуск фрезерного скребка ограничен 900 метрами, что не позволяет удалять отложения парафинов, которые находятся на большей глубине.

### **2.2.3 Химические методы**

Химическим методом депарафинизации нефтепромыслового оборудования путём удаления образовавшихся отложений является применение растворителей. Использование растворителей ускоряет процесс растворения и диспергирование АСПО и увеличивает МОП скважин, за счёт эффективной и полной очистки внутренней поверхности НКТ и оборудования, а также её гидрофилизации.

Растворитель необходимо подбирать в зависимости от состава АСПО, так как растворимость парафинового, асфальтенового или смешанного типа отложений различается. Эффективным растворителем для парафинов является смесь предельных углеводородов. Однако стоит учитывать температуру протекания процесса, так как при её уменьшении, растворимость парафинов снижается. Для удаления смол также применяются жидкие парафиновые углеводороды в виду их хорошей растворимости, как и в нефтяных и ароматических растворах. Асфальтены имеют высокую растворимость в ароматических углеводородах, однако не растворяются в парафиновых (алкановых).

Повысить эффективность удаления АСПО можно за счёт добавления ПАВ в углеводородные растворители. Поверхностно-активные вещества способствуют улучшению диспергирующих свойств растворителей в виду увеличения их поверхностной активности, что не даёт отложениям выпасть в осадок, а находится во взвешенном состоянии в потоке нефти. В качестве поверхностно-активных веществ могут применяться неионогенные ПАВ,

сульфаты, амины и синтетические жирные кислоты. Реагент ОП-7 в качестве ПАВ обладает хорошей растворимостью в воде, способен образовывать устойчивые растворы с минеральными кислотами, обладает свойством диэмульгатора. Реагент МЛ-72 состоит из сульфонола (75%), сульфоната (25%) и смачивателя (5%). Время воздействия реагента составляет 48-60 часов, при этом он не является токсичным веществом.

Ассортимент растворителей, которые используются на отечественных месторождениях и зарубежных представляет собой несколько классов составов и включает:

- органические растворители, выступающие в качестве индивидуальных (толуол, сернистый углерод, дихлорпропан);
- природные органические растворители (газоконденсат, газовый бензин, пироконденсат);
- органические смеси, включающие несколько классов соединений, производимых на нефтеперерабатывающих заводах (лёгкая нефть, керосиновая фракция, уайтспирит, абсорбент, нефтяной сольвент);
- смесь органических соединений с ПАВ;
- растворители и удалители на водной основе, а также многокомпонентные смеси.

Закачка химических реагентов производится в трубное пространство скважин, либо через затрубное пространство с дальнейшей продавкой растворителя через приём насоса ЭЦН до интервала отложений. Степень запарафинивания НКТ влияет на расход реагентов растворителей. Для скважин с большим количеством отложений закачку производят непосредственно в НКТ на интервал запарафинивания с остановкой на протекание процесса реагирования. В скважины с умеренным запарафиниванием растворитель можно закачивать как в затрубное пространство, так и в НКТ. При закачке через затрубное пространство расход реагентов рассчитывается из условия 20-30% от объёма НКТ. При закачке

растворителя в НКТ расход рассчитывается по интервалу образования АСПО и составляет 20-30% от объёма НКТ при средней степени запарафинивания и 30-40% - при высокой.

В 2013 году на Ванкорском месторождении было проведено испытание растворителя АСПО марки СНПХ-7р-14а на трёх скважинах. Продавка реагента осуществлялась нефтью. Объём закачки удалителя составил 2,5 – 3,4 м<sup>3</sup> на каждую скважину. Реагент показал высокую эффективность по степени очистки отложений. Дебит каждой скважины увеличился на 7-10 т/сут, МОП увеличился в 2-3 раза [16].

Максимальная эффективность борьбы с АСПО достигается путём правильной закачки химических реагентов в скважину. Дозирование ингибиторов и растворителей отложений может осуществляться с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК) (Рисунок 15).



Рисунок 15 – Погружной скважинный контейнер

Конструктивная особенность ПСК заключается в том, что секции контейнера регулируются и настраиваются под параметры работы скважины, которая вышла в ремонт. Регулирование осуществляется в течение 5-10 минут перед спуском устройства. Использование контейнера позволяет дозировать ингибитор в требуемых минимальных концентрациях. Химический реагент при этом будет совместим с попутно добываемой жидкостью, минерализация которой может меняться. На рисунке 16 представлена схема установки ПСК в скважине.

Также одним из перспективных методов являются капиллярные системы подачи химических реагентов в скважину. Реагент поступает в интервал до

начала отложения АСПО, что позволяет снизить расход примерно в 2-4 раза по сравнению с традиционной подачей реагентов в затрубное пространство.

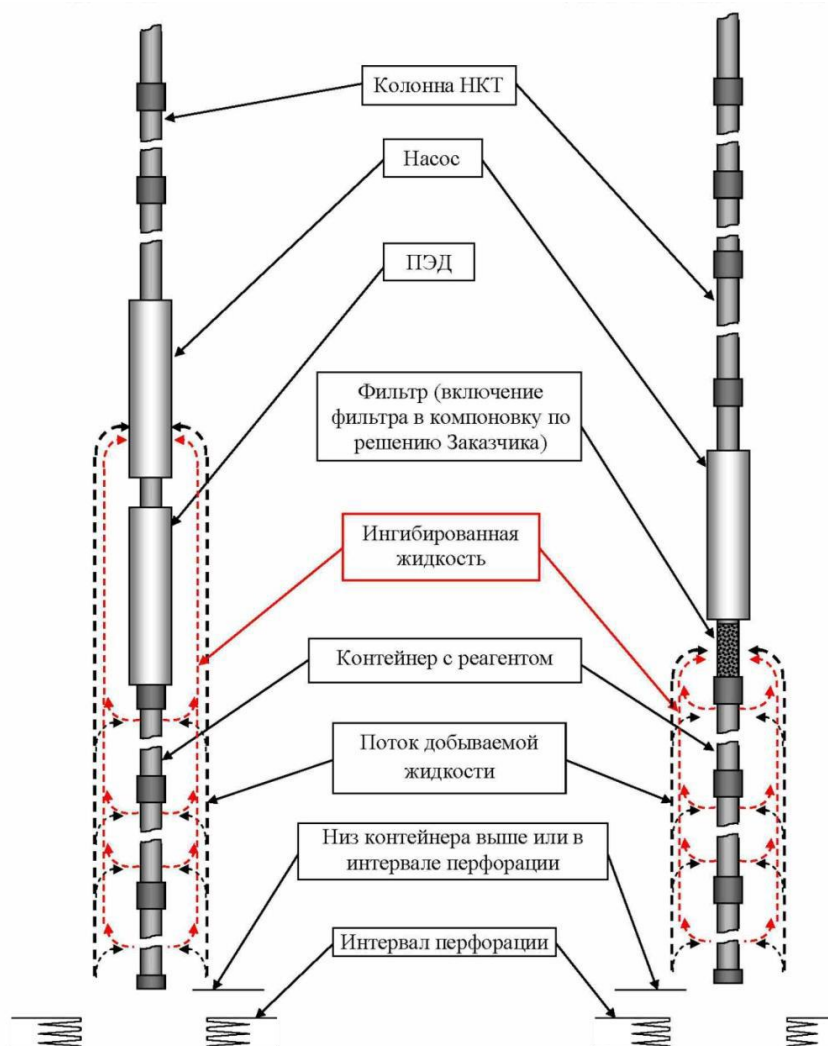


Рисунок 16 – Схема размещения ПСК в скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН

На рисунке 17 представлена капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ. По скважинному капиллярному трубопроводу 5, который закреплён на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту 7. Перед муфтой устанавливается центратор 6, который защищает концевую заделку и обратный клапан. С помощью наземной дозировочной установки 1 осуществляется регулирование подачи реагента. Устройство ввода 3 обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

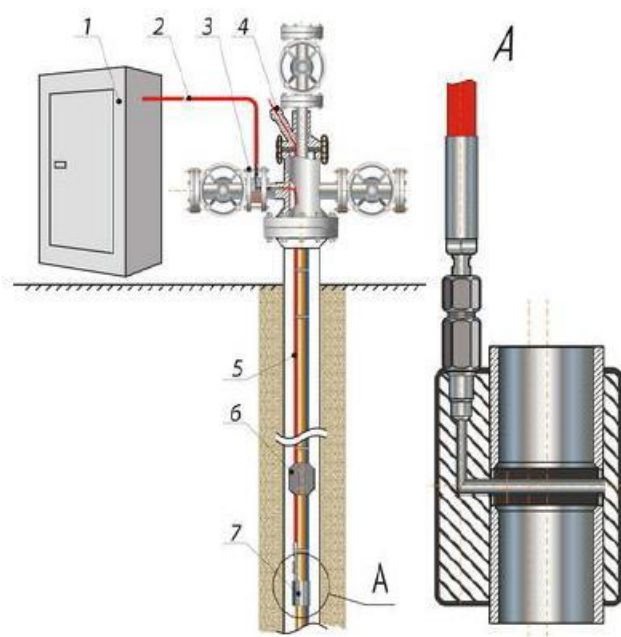


Рисунок 17 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ

#### 2.2.4 Биологический метод

Микробиологический метод обработки продукции скважин основан на использовании бактерий для уничтожения отложений парафина и асфальтенов. Технология является экологически чистой и заключается в использовании микробной ассоциации углеводородоокисляющих бактерий, которая трансформирует отложения АСПО. Натуральные аэробные и анаэробные микроорганизмы подаются в скважину или ПЗП, где бактерии используют углеводороды нефти, как единственный источник питания, стимулирующий их рост. Раствор выдерживается в месте обработки скважины 5-7 суток. В течение жизнедеятельности микроорганизмы начинают выделять в среду органические кислоты и ПАВ, что способствует удалению полярных АСПО. Длинные углеродные цепи парафина расщепляются, образуя «легкий» парафин [21].

Закаченные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты (монокарбоновая, уксусная, муравьиная и др.), которые приводят к уменьшению вязкости,

понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжёлой нефти из пористых пород, увеличивая их проницаемость;

- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают её плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические ПАВ;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и способствуют вытеснению нефти к стволу скважины.

Применение микробиологических обработок способствует тому, что парафин в системе нефтедобычи меняет свои физические свойства и повторно не кристаллизуется, вязкость парафинистой нефти снижается, что приводит к пропорциональному снижению её плотности.

Вещества, которые образуются в результате жизнедеятельности организмов, способных окислять углеводороды нефти, обладают комплексом разрушающих, отмывающих и ингибирующих свойств АСПО. Технологическим эффектом применения методов является увеличение МОП, а частота обработок скважины варьируется от 4 до 12 месяцев.



### **3 ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С АСПО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Для подбора наиболее эффективного метода предотвращения и удаления АСПО необходимо учитывать состав, структуру и свойства отложений для каждого месторождения в отдельности. На месторождениях Западной Сибири применяются в основном физические и тепловые методы борьбы с отложениями.

Компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» на месторождениях Западной Сибири в качестве способа борьбы с АСПО применяет промывку скважин горячей нефтью через затрубное пространство при помощи передвижного АДПУ. Собственная технология осуществляется с привлечением техники подрядных организаций ООО «ПЯУАТ» и ООО «ПСАТ-2». Метод растворения парафинов горячей нефтью достаточно эффективен и применяется для скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН. Технология является комплексной при промывке скважин от парафина и механических примесей. Недостатками являются возможность расплавления кабеля при высоких температурах, а также трудоёмкость и дороговизна технологии.

Промывка скважин горячей нефтью применяется компанией ООО «Томскнефть» и проводится на протяжении всего существования добычи нефти. Способ является дорогостоящим, так как сырая нефть проходит через аппарат термообработки и диэмульгатор для удаления воды и твёрдых веществ. Промывка осуществляется с добавлением диспергатора парафинов (сульфонат), который способствует растворению парафинов в горячей нефти. Совершенствование метода может заключаться в снижении опасности возникновения избыточных температур при добыче нефти с низкой температурой вспышки. Для этого в смесь воды добавляется ПАВ на основе алкиларалкилполиоксиалкиленэфира фосфорной кислоты, смесь растворителя со спиртом, состоящего из алифатических спиртов, гликолей, полигликолей и

гликолевых эфиров. Температура нагревающего реагента поднимается на 15-20 °С выше температуры плавления парафина.

Также компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» применяет механическую очистку отложений скребками с УДС. Технология поставляется организацией ООО «Каскад» (г. Лангепас) и является наиболее распространённой и отработанной. Скребок скважин осуществляется быстро и обладает низкой стоимостью, а также трудоёмкостью. Однако возникает необходимость привлечения дополнительного персонала. Недостатками также являются высокая вероятность подбросов и обрывов скребков, вывод скважины в ремонт и вероятность отложения парафина в коллекторах.

ООО «Томскнефть» выполняет работы по удалению парафиноотложений скребками силами оператора проекта. Механический метод очистки не влияет на предотвращение образования АСПО, поэтому МОП составляет 3 дня.

### **3.1 Сравнительный анализ методов борьбы с АСПО**

На примере Российских нефтяных компаний был проведен анализ эффективности применения технологий предупреждения и удаления АСПО. Наиболее дорогостоящими являются покрытие труб НКТ эпоксидной смолой, обработка скважин горячей нефтью, ингибиторная защита, электропрогрев, применение остеклованных НКТ, обработка нефтяным дистиллятом, а также термохимическая обработка. Более экономичным и распространенным методом является применение скребков различных конструкций, который применяется на многих месторождениях Западной Сибири.

Термохимические обработки скважин показывают наибольшую эффективность применения и снижают периодичность обработок в среднем в 1,5 раза. Также являются менее дорогостоящими по сравнению с обработкой нефтяным дистиллятом.

Физические методы предотвращения выпадения АСПО (магнитные, акустические) обладают достаточно продолжительным эффектом и выгодны для скважин с любым сроком эксплуатации. Однако необходимо учитывать

гидродинамические, реологические и физико-химические характеристики пласта и добываемой жидкости.

Применение специальных защитных покрытий для НКТ также обладают долгим положительным эффектом для борьбы с отложениями. Ограничительными факторами применения являются высокая стоимость, возникновение парафиновых пробок при повреждении защитной поверхности.

Тепловые методы удаления АСПО в скважинах в целом обладают высокой эффективностью и пригодны для всех типов скважин, однако являются дорогостоящими.

Применение скребков для удаления отложений является самым распространённым методом, применяемым практически на всех месторождениях Западной Сибири. Технология является недорогой и мобильной. Однако возможны осложнения в процессе удаления отложений, связанные с разрушением конструкции, а также необходимо дополнительное обслуживание оборудования.

Наиболее перспективным методом предупреждения образования АСПО является применение ингибиторов отложений. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья. Технология обработки скважин является экономически выгодной ввиду низкой стоимости, а также является достаточно простой при выполнении операций по закачке реагентов. Из недостатков стоит отметить большой расход реагентов при неправильном подборе химических ингибиторов или удалителей отложений, а также индивидуальный подбор реагентов для каждого месторождения.

### **3.2 Совершенствование технологии подачи реагентов в скважину**

Для повышения эффективности закачки ингибиторов и удалителей АСПО необходимо совершенствование технологии дозировки химических реагентов. Для этого предлагается использовать специальное погружное кабельное устройство (СПКУ) (Рисунок 18) [22].

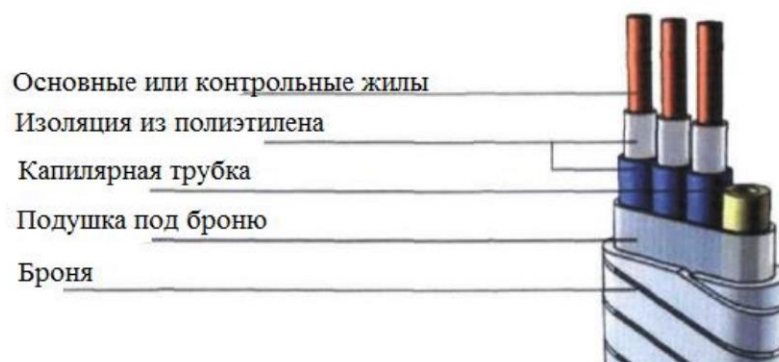


Рисунок 18 – Конструкция специального погружного кабельного устройства

Механизм действия заключается в дозированной подаче химических реагентов в интервал перфорации или на приём глубинного насоса. Кабель УЭЦН при этом меняют на специальный кабель с капиллярной трубкой. Эффективность использования данного устройства достигается за счёт заблаговременного введения химических реагентов в добываемую жидкость до образования АСПО. Схема осуществления технологии дозирования химических реагентов показана на рисунке 19.

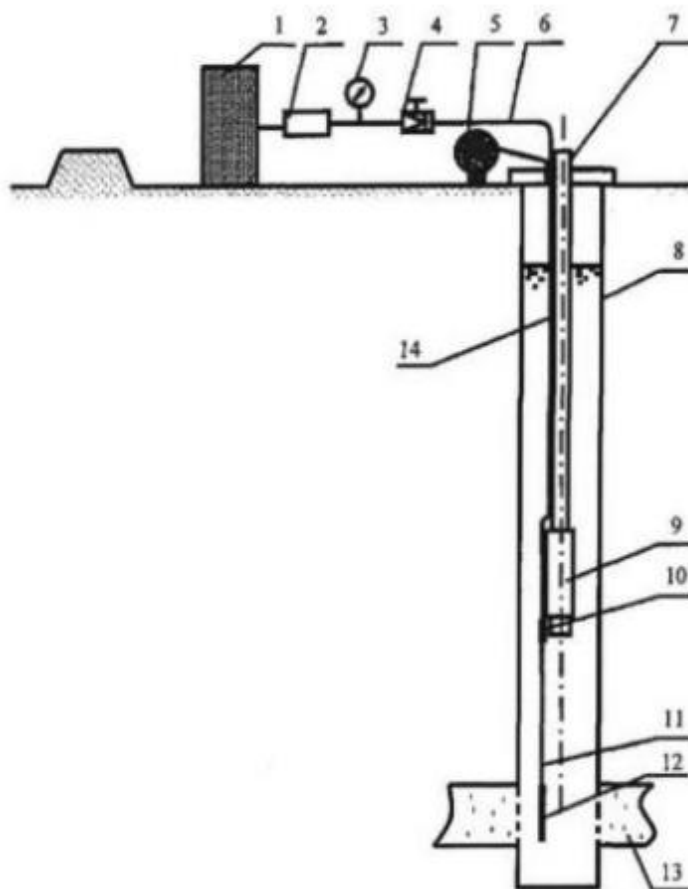


Рисунок 19 – Схема размещения оборудования по дозированию реагента

1-емкость с химреагентом; 2-насос-дозатор; 3-манометр; 4-регулирующий клапан; 5-клеммная коробка; 6- линия обвязки (стальная или медная трубка); 7- колонна НКТ; 8-обсадная колонна; 9-установка ЭЦН; 10-соединительный ниппель; 11-капиллярная трубка; 12 - груз - форсунка; 13-продуктивный пласт; 14 - специальный погружной кабель с капиллярной трубкой

Канал подачи реагента в специальном кабеле наращивается через ниппель отдельной капиллярной трубкой 11 расчетной длины и грузом-форсункой 12, который обеспечивает надежность спуска и ввод реагента в добываемую жидкость. Ввод кабеля и капиллярной трубки через планшайбу и спуск оборудования в скважину осуществляется согласно стандартной технологии. Для исключения повреждения капиллярной трубки в интервале расположения электродвигателя на протекторе и компенсаторе устанавливаются центраторы. Капиллярная трубка надежно фиксируется на центраторе с помощью скобы.

Предложенная технология обеспечивает наиболее эффективную дозировку химического реагента непосредственно в требуемую точку ствола скважины и позволяет оперативно изменять дозировку и марку реагента. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в межтрубном пространстве, его адсорбцию на поверхности обсадной колонны и НКТ. В результате чего достигается экономичный расход реагентов и технологический эффект от его применения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Буймову Кириллу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации, проведение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Планирование проводимых работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ
Перечень графического материала	
1. Матрица SWOT	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Буймов Кирилл Сергеевич		



Таблица 9 – Матрица SWOT

<b>Сильные стороны химических методов борьбы (С)</b>	<b>Слабые стороны химических методов борьбы (Сл)</b>
1. Высокая рентабельность; 2. Широкий ассортимент реагентов на нефтепромысловом рынке; 3. Высокая эффективность при низкой стоимости реагентов; 4. Перспективность применения на месторождениях Западной Сибири	1. Соответствие критериям применимости химических реагентов для конкретных геолого-физических условий; 2. Подбор оборудования для дозирования реагентов и его обслуживание; 3. Периодическая остановка скважины; 4. Возможность загрязнения оборудования реагентом
<b>Возможности (В)</b>	<b>Угрозы (У)</b>
1. Совершенствование состава химических реагентов и комплексное использование; 2. Уменьшение простоя скважины, связанным с ремонтными работами; 3. Совершенствование технологий по удалению АСПО; 4. Совмещение с процессами защиты оборудования от коррозии, солеотложений и т.д.	1. Неправильный выбор химического реагента; 2. Отсутствие финансирования проводимого исследования со стороны предприятия; 3. Аварии и выход из строя оборудования

Построим интерактивную матрицу проекта, которая показывает взаимосвязь областей матрицы SWOT и объединение их в комбинации, дающие положительное (+) или отрицательное (-) соответствие сильных



сторон возможностям. Знак «0» ставится при невозможности оценивания соответствия областей. (Таблица 10).

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	+
	В2	+	0	-	+
	В3	+	+	+	-
	В4	-	+	-	+

Проанализировав интерактивную матрицу проекта, можно выявить корреляции сильных сторон и возможностей проекта: В1С1С2С3С4, В2С1С4, В3С1С2С3, В4С2С4.

Построим интерактивную матрицу возможностей и слабых сторон проекта. (Таблица 11).

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	-	-	+
	В2	-	+	+	-
	В3	-	+	-	-
	В4	+	-	-	+

Выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта на основе интерактивной матрицы (2): В1Сл1Сл4, В2Сл2Сл3, В3Сл2, В4Сл1Сл4.

Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта представлена в таблица 12.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	+	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	-	-	+

При анализе интерактивной матрицы (3) были выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта:  $У1С1С2С3С4$ ,  $У2С1С2$ ,  $У3С1С4$ .

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	-	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	+	+	+

При анализе интерактивной матрицы (4) были выявлены следующие корреляции слабых сторон и угроз проекта:  $У1Сл1Сл4$ ,  $У2Сл1Сл2$ ,  $У3Сл1Сл2Сл3Сл4$ .

Вывод: проект применения химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями имеет высокую актуальность, так как показывает хорошую эффективность применения в реальных условиях на месторождениях Западной Сибири. Своевременное финансирование проекта позволит усовершенствовать имеющиеся технологии по закачке химических реагентов, а также создать новые комплексные химические ингибиторы АСПО и свести риски возникновения аварий до минимума. Высокие затраты на восстановление технологического процесса в случае аварии могут являться следствием неправильного выбора химического реагента.

#### 4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ

Предлагаемое мероприятие заключается в периодической (1 раз в 15 суток) обработке скважины нефтяным раствором ингибитора парафиноотложения СНПХ-ИПГ-11, с предварительной очисткой НКТ от АСПО. Для осуществления технологической операции проводятся подготовительные работы по установке оборудования. Затем проводится закачка химического реагента в скважину и заключительные работы.

Нормативное время выполнения работ представлено в таблице 14 и выбрано согласно ЕНиР.

Таблица 14 – Нормативное время выполнения работ

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, ч	Состав бригады
1	Расстановка оборудования	1	2
2	Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2	2
3	Опрессовка	1,3	2
4	Закачка технических жидкостей	3,5	2
5	Заключительные работы	1	2
<b>Общая продолжительность работ:</b>		8	

#### 4.3 Расчёт сметной стоимости работ

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрение мероприятия. Помимо химических реагентов дополнительно используется техническая вода, а также для реагента к приему насоса используют дополнительно нефть. Стоимость необходимого сырья приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала на 1 операцию, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент	0,02 т	410000	8200
Нефть	7 т	25000	175000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	1654,4
<b>Итого</b>			<b>184858,4</b>

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири.

Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 16 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 16 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 50 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Премии и надбавки, а также начисление компенсации в районах крайнего Севера выплачиваются в зависимости от районного коэффициента.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда. Внутренним

трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Множество месторождений Западной Сибири находятся в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчёт заработной платы

Должность	Кол-во	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Бурильщик 6 разряда	1	98,24	8	29,47	49,12	15,72	1540,4
Помощник бурильщика	1	71,18	8	21,35	35,59	11,39	1116,1
<b>Итого</b>							<b>2656,51</b>

Согласно Налоговому кодексу РФ определяются страховые взносы.

Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Расчёт страховых взносов представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчёт страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	2656,51	77,04	135,48	584,43	106,26	<b>903,21</b>

Для закачки ингибитора в скважину используют агрегат цементирувочный ЦА-320, который предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегата за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320	4 950 000	8	10	<b>452,05</b>

Таким образом суммируя все посчитанные затраты на проведение одной операции по закачке ингибитора СНПХ-ИПГ-11 в скважину, составим общую таблицу затрат.

Таблица 20 – Затраты на проведение ГТМ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	184858,4
2. Затраты на оплату труда	2656,51
3. Страховые взносы	903,21
4. Амортизационные отчисления	452,05
<b>Итого</b>	<b>188870,17</b>

Общая сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину составила 188870,17 рубля при расходе ингибитора 0,02 тонны, нефти – 7 тонн. При этом оплата бригады за 8 часов работы составила 2656,51 рубля.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Буймову Кириллу Сергеевичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Тема ВКР:

Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки месторождений Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия 2.2. Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия	2.1 Анализ вредных факторов: 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Воздействие химических веществ 2.2 Анализ опасных факторов: 1. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением); 2. Электрический ток;

	3. Пожаровзрывобезопасность
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений. Влияние воздействия углеводородного сырья и химических реагентов на гидросферу. Оценка влияния на литосферу нефтепродуктов, разлитых на поверхность почв и загрязнения химическими реагентами горизонта грунтовых вод.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – разгерметизация трубопроводов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Буймов Кирилл Сергеевич		



## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования данной работы являются месторождения Западной Сибири. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины. Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

## **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ [23] обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов.

Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [24].

Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющих работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом [24] установлено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Компоновка рабочей зоны и допуск бригады к работам производится после получения разрешения оперативного персонала, в управлении которого находится эксплуатационное оборудование. Должны соблюдаться предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочего места, включающие проведение технических мероприятий, направленных на предотвращение воздействия опасных производственных факторов.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [25].

## **5.2 Производственная безопасность**

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ:

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [26] (Таблица 21).

Таблица 21 – Перечень возможных вредных и опасных факторов при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные докумены
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [27]
2. Превышение уровней шума и вибрации		+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [28]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [29]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрации) [30]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [31]
4. Воздействие химических веществ	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны) [32]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества) [33]
5. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)		+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [34]
6. Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (Заземление, зануление) [36]; ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность) [37]
7. Пожаровзрывоопасность веществ	+	+	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы и правила) [38]

## **5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потери сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25 °С ежечасно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей. Средством коллективной защиты является

рациональное размещение технологического оборудование, применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [27].

### **Превышение уровней шума и вибрации.**

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Вибрации при выполнении спуско-подъёмных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем, появление грыж и ревматизма.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [28], предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц [30]. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [29]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов

в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих.

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Оператор ДНГ при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект должен быть освещен. Согласно СП 52.13330.2016 [31] норма освещенности составляет не ниже 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

### **Воздействие химических веществ**

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, оксид углерода, ингибиторы и диэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты. Контакт с веществом может вызвать ухудшение здоровья, а также летальный исход при попадании в организм высоких дозировок химических реагентов, а также испарений веществ. В организм работника реагенты могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-кишечный тракт, вызывая аллергические реакции, осложнения в легких, головные боли, химические ожоги и т.д. Основным источником вредных веществ является АГЗУ и фонтанная арматура на кустовых площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [32] содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти – 100 мг/м<sup>3</sup>, бензола – 10 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлора – 1 мг/м<sup>3</sup>.

Степень воздействия вредных веществ на организм человека определяется согласно ГОСТ 12.1.007-76 [33]. Вредные вещества подразделяются на классы опасности, в зависимости от норм и показателей: 1 – вещества чрезвычайно опасные; 2 – вещества высокоопасные; 3 – вещества умеренно опасные; 4 – вещества малоопасные.

При превышении концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску, спецодежду. К коллективным средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты.

### **5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

#### **Давление (Разрушение аппарата, работающего под давлением).**

Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением. При выходе из строя регулирующих и предохранительных клапанов, а также превышение максимально допустимого рабочего давления оборудования приводят к его разрушению и нанесению травм работникам, находящимся на кустовой площадке или в помещении.

Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».



Работа компрессорной установки, как аппарата под давлением, регламентируется нормативным документом [34]. Работающие под давлением сосуды выбираются и контролируются согласно ГОСТ Р 52630-2012 [35].

Коллективным средством защиты является оснащение оборудования системами взрывозащиты, устройствами аварийного сброса давления. Для личной защиты персонала, операторы должны использовать специальные костюмы из хлопчатобумажных материалов, комбинированные рукавицы и резиновые сапоги.

### **Электрический ток**

На кустовых площадках источниками поражения оператора ДНГ электрическим током служат неизолированные токопроводящие части элементов оборудования, металлические конструкции под напряжением. При контакте человека с электрическим током возникают термические ожоги, разложение крови, раздражение тканей, нарушение дыхания и кровообращения, судороги, переломы костей.

Всё оборудования, находящееся под напряжением, а также электроинструменты согласно ГОСТ 12.1.030-81 должны иметь заземление и зануление отдельной жилой кабеля с таким же сечением жилы, как и сечение рабочих жил [36]. При силе тока 6-16 мА и частоте 50 Гц уже возникает судорожное сокращение мышц. Паралич сердца возможен при силе тока в 300 мА.

Мероприятия по защите электрооборудования от пробоя изоляции состоят в установке устройств защитного отключения на приборах и ограничение напряжения до 12-36 В при использовании переносных электроприборов, а также освещения.

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 обязательно использование средств защиты от поражения электрическим током [37]. К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки и обувь, изолированные рукоятки инструментов, изолирующие подставки.

## **Пожаровзрывоопасность веществ**

Риск возникновения пожаров на нефтегазовом предприятии очень высокий в связи с добычей и использованием в процессе производства легковоспламеняющихся углеводородных и других химических веществ. В соответствии со СНиП 2.09.04.87 предприятие относится к классу В-1Г и В-1 [38]. Работник может получить термические ожоги, тепловой удар и потерю сознания, ожоги полости рта, слизистых оболочек носа, трахеи и бронхов, а также возможен смертельный исход. Наиболее опасный фактор для человека – повышенная концентрация токсичных продуктов горения веществ.

Источниками возникновения пожаров являются взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества, такие как нефть, газ, конденсат и др. Электрические источники возникновения пожаров: короткое замыкания и перегрузки по току, статическое электричество и искрение и т.п.

Согласно нормативному документу [39] пожаробезопасность на кустовых площадках обеспечивается выполнением ряда мероприятий: размещение сооружений на площадке производится на определённом расстоянии между каждым из них; осуществление контроля за воздушной средой в помещениях; контроль газоанализаторами за воздушной средой на кустовых площадках; оборудование мест, определенных проектной документацией, пожарным инвентарём (огнетушители, лопаты, ломы, ведра, ящики с песком).

Сотрудники в обязательном порядке проходят противопожарный инструктаж для допуска к работе, а также получают спецодежду, которая изготавливается из наиболее огнестойких материалов.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Депарафинизация скважин происходит на стадии эксплуатации месторождения. Техногенному воздействию в процессе борьбы с АСПО подвергаются атмосферный воздух, грунтовые и поверхностные воды, почва.

## **Защита атмосферы**

При работах по депарафиназации скважин, добываемая продукция вместе с отложениями выносятся в специальный отстойник. Добытая газожидкостная смесь содержит парафины, смолы, асфальтены и азот. Негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счёт дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования; соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

## **Защита гидросферы**

При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счёт поступления углеводородного сырья и химических реагентов, применяемых для борьбы с АСПО. Также возможен разлив масел и топлива при несоблюдении регламента технического обслуживания дизельных установок.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды. Каждый год проводится осмотр и ремонт установленных нефтеулавливающих узлов, а также биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

## **Защита литосферы**

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих

веществ. Токсичные химические реагенты при попадании в почву способны мигрировать на большие расстояния, а также проникать за пределы участка работ к водозаборным сооружениям. Последствиями загрязнения являются газовые оболочки из углеводородов, которые образуются над поверхностью подземных вод.

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли. В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-94, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [40].

При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями, техногенная – розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ),

загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать надёжное и современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы,

касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большинство месторождений Западной Сибири являются истощёнными, вступившими в позднюю стадию разработки. Темпы отбора жидкости снижаются, пластовое давление падает и увеличивается обводнённость продукции, добываемой из скважин. Вместе с этим увеличивается содержание АСПО в нефти, тем самым ухудшая условия работы погружного оборудования, а также качество добываемой нефти. Для увеличения межремонтного периода работы установок и повышения работоспособности скважин применяются методы и технологии борьбы с отложениями парафинов, смол и асфальтенов.

В данной работе были рассмотрены методы борьбы с АСПО и проанализированы эффективности их применения на месторождениях Западной Сибири. Также предложено усовершенствование некоторых технологий.

На сегодняшний день большинство месторождений применяют технологию скребкования скважин, а также промывку горячей нефтью. Методы являются достаточно затратными, но эффективными. Однако не всегда являются безопасными технологии, основанные на горячей промывке скважин и оборудования нефтью или водой с добавлением ПАВ. Таким образом невозможно полностью отказаться от механизированных и тепловых методов борьбы с отложениями, так как другие методы не исключают, а только увеличивают межочистной период скважин.

Разработка новых методов борьбы с АСПО остаётся актуальной. Наибольший интерес представляет собой химическое предупреждение отложений ингибиторами. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья. Недостатки технологии, связанные с подбором реагента, закупкой сырья и оборудования для обработки скважин являются актуальными на многих

месторождениях и требуют совершенствования. Предложенная технология закачки химических реагентов в скважину с помощью специального погружного кабельного устройства повышает эффективность ингибирования и удаления отложений, а также снижает расход реагентов и затраты на проведения мероприятия.



### **Список использованных источников:**

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.
2. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.
3. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. - 2011. - №1. – С. 268 – 284.
4. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними/ В. П. Тронов – М.: Недра, 1969. - 192 с.
5. Учет особенностей образования асфальтеносмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Каюмов, В.П.Тронов, И.А. Гуськов, А.А. Липаев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №3. – С. 48-49.
6. Коробов Г.Ю. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачев // Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – С. 162-173.
7. Зависимость состава асфальтосмолопарафиновых отложений от степени обводненности нефти / Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.А. Небогина, А.А. Гринько, Н.В. Юдина // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56, № 5. – С. 539–544.
8. Углеводородный состав и структурные характеристики смол и асфальтенов нафтеновых нефтей севера Западной Сибири / Г.С. Певнева, Е.А. Фурсенко, Н.Г. Воронежская, М.В. Можайская, А.К. Головкин, И.И. Нестеров,

В.А. Каширцев, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3-4. – С. 522-532.

9. Кузнецова, В. М. Изменение качества нефти в зависимости от содержания парафинов, смол и асфальтенов / В. М. Кузнецова, Д. И. Петров. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 4 (138). — С. 103-105. — URL: <https://moluch.ru/archive/138/38700/> (дата обращения: 02.06.2020).

10. Краснаярова Н.А., Ященко И.Г., Серебренникова О.В. Распределение вязких и парафинистых нефтей по площади и разрезу отложений юго-востока Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 70–79.

11. Чифилёв С.М. Применение покрытий внутренней поверхности НКТ для защиты от отложений АСПО // Материалы XI Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум» URL: <http://scienceforum.ru/2019/article/2018016991> (дата обращения: 02.05.2020 ).

12. Альмухаметова, Э.М. Эффективность применения греющего кабеля в условиях Ванкорского месторождения[Текст] / Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф., Габзалилова А.Х., Петрова Л.В., Гарифуллина З.А.// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). С. 9-17.

13. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2.; URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=21995> (дата обращения: 03.05.2020).

14. Рыбальченко А.А. Современные методы борьбы с асфальтеносмолистыми отложениями в промысловых трубопроводах / А.А. Рыбальченко, Р.А. Мацюк // Научное сообщество студентов : материалы VI Междунар. студенч. науч.–практ. конф. (Чебоксары, 31 дек. 2015 г.). В 2 т. Т.

2 / редкол.: О.Н. Широков [и др.] – Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2015. – С. 48-50. – ISBN 978-5-9907548-7-4.

15. Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.1. – 2011. – 348 с.

16. Насыбуллина А.Ш., Рахматуллина Г.М., Пивсаева Е.В., Шарафутдинов Р.Р., Дмитриев Д.В. Опыт применения удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения// Территория нефтегаз. 2017. №1-2. С.58- 64.

17. Гасанов Ф. А. Способы борьбы с АСПО на Советском нефтяном месторождении / Ф. А. Гасанов ; науч. рук. Л. В. Шишмина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 81-82].

18. Халматова Н. Г. Расчёт термокислотной обработки забоя скважин // International Scientific and Practical Conference World science. – ROST, 2017. – Т. 2. – №. 4. – С. 52-57.

19. Акчурина, В.А. Математическое моделирование расплавления диэлектрической пробки, заполняющей трубу, движущимся источником электромагнитного излучения [Текст] / В.А.Акчурина, М.А.Фатыхов // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – №2. – С. 31– 37.

20. Яббаров Р.Х., Нургалиев М.Х., Гильфанов Р.Г., Гильфанов Р.А., Ганиев Г.Г. Скребок-центратор [Текст]: пат. 2230886 Российская Федерация: МПК7: E21B37/02 E21B17/10.

21. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

при добыче нефти / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2011. – №9. – С. 32 – 37.

22. Гарифуллин И.Ш. Эффективность примененная специального погружного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах// Нефтяное хозяйство. - 2005.-№12. -С. 45-47.

23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

24. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

25. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

27. Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.

28. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

29. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

30. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.

31. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*

32. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

33. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

34. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность.

35. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.

36. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

37. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

38. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. Строительные нормы и правила.

39. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

40. ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

41. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.